



Universidad Católica
San Pablo

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y COMPUTACIÓN
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**“Estudio de viabilidad técnica y económica de
un sistema fotovoltaico autónomo en las
instalaciones de la UCSP”**

Presentado por:

Armando Raphael Banda Toma

Para Optar por el Título Profesional de:

INGENIERO INDUSTRIAL

Orientador: José Alberto Aguilar Franco

Arequipa, septiembre de 2017

Dedicatoria

A mis padres Richard y Mercedes, mi hermana, familia y amigos.

A mi Tuna que tanto quiero.

Agradecimientos

A DIOS por todo.

Al Ingeniero José Alberto Aguilar Franco por haber sido orientador en la elaboración de este proyecto y por haber facilitado las herramientas en el desarrollo del mismo.

A los profesores Juan Carlos Valdez y Hugo Barreda por su importante guía y conocimiento brindado.

A todo el talento humano que conforma el Instituto de Energía y Medio Ambiente –IEM por su apoyo durante la realización del proyecto.

A mis padres por su comprensión y apoyo siempre constante.

A mis grandes amigos de la escuela y la Universidad.

CONTENIDO

1	Título	1
2	Resumen	2
3	Introducción.....	5
4	Descripción del problema de investigación.....	7
5	Objetivos de la investigación.....	9
5.1	Objetivo general.	9
5.2	Objetivos específicos.....	9
6	Justificación de la investigación	10
6.1	Justificación social.	10
6.2	Justificación teórica.....	10
6.3	Justificación metodológica.....	10
6.4	Justificación práctica.....	11
6.5	Delimitación de la investigación.....	11
6.5.1	Temática.....	11
6.5.2	Espacial.....	11
6.5.3	Temporal.....	12
7	Referencial teórico.....	13
7.1	Marco teórico conceptual	13
7.1.1	Estudio del potencial de recurso energético.....	13
7.1.2	La energía solar.....	14
7.1.3	Conceptos básicos.....	14

7.1.4	Situación global del mercado energético fotovoltaico.	19
7.1.5	Costo de los paneles fotovoltaicos.	24
7.1.6	Situación del mercado energético eléctrico en Arequipa.	25
7.2	Hipótesis.....	26
8	Metodología.....	27
8.1	Cronograma.....	41
9	Resultados.....	42
9.1	Características y condiciones del lugar	42
9.1.1	Ubicación del sistema.....	42
9.1.2	Características de la estructura.	43
9.2	Caracterización de la energía solar incidente	45
9.2.1	Consideraciones preliminares.	45
9.2.2	Radiación solar diaria horizontal.....	45
9.2.3	Cálculo de Horas Sol Pico (HSP).....	46
9.2.4	Elevación solar.	47
9.2.5	Medición de radiación solar.	48
9.3	Evaluación del rendimiento y nivel de eficiencia del sistema.	50
9.3.1	Evaluación del comportamiento de un sistema fotovoltaico aislado.	50
9.3.2	Evaluación del rendimiento del sistema fotovoltaico.	54
9.4	Diseño del sistema fotovoltaico	59
9.4.1	Consideraciones preliminares.	59
9.4.2	Cálculo de la demanda energética.....	59

9.4.3	Cálculo de factor de corrección de consumo para dimensionamiento.	61
9.4.4	Selección del voltaje del sistema.....	62
9.4.5	Cálculo del consumo efectivo en Amperios hora (Ah).	62
9.4.6	Dimensionamiento del generador fotovoltaico.	63
9.4.7	Dimensionamiento de banco de baterías.	63
9.4.8	Selección del regulador/controlador de carga.	64
9.4.9	Cálculo del inversor de corriente.	64
9.4.10	Disposición del generador fotovoltaico.....	64
9.4.11	Optimización del dimensionamiento del sistema.	68
9.5	Evaluación económica.....	75
9.5.1	Inversion.....	75
9.5.2	Costo de kWh generado.	76
9.5.3	Comparación con tarifa eléctrica.....	78
9.5.4	Flujo de Caja	78
9.5.5	Evaluación económica y financiera.....	81
10	Conclusiones y recomendaciones	82
10.1	Conclusiones.....	82
10.2	Recomendaciones	85
11	Referencias bibliográficas.....	86
12	Anexos	90
13	Apéndices.....	98

Índice de tablas

Tabla 1 Precio por watt para paneles de silicio.....	24
Tabla 2 Situación del mercado eléctrico por sector	25
Tabla 3 Cálculo de demanda energética.	34
Tabla 4 Ubicación de la estación meteorológicas y del proyecto.	46
Tabla 5 Horas Sol Pico por mes.....	47
Tabla 6 Potencia de consumo en Wh por cada carga.....	60
Tabla 7 Consumo de las cargas en Wh.	61
Tabla 8 Consumo energético modular en Wh.....	73
Tabla 9 Resumen de los requerimientos fotovoltaicos dimensionados.	74
Tabla 10 Precio de los componentes fotovoltaicos seleccionados.....	75
Tabla 11 Sustituciones a realizar por cada componente en el sistema.	76
Tabla 12 Inversión inicial y total para el sistema fotovoltaico.	76
Tabla 13 Flujo de caja para escenario 1	79
Tabla 14 Flujo de caja para escenario 2.....	80
Tabla 15 Cálculo de VAN y TIR	81

Índice de figuras

Figura 1. Efecto fotovoltaico en una celda por efecto de la radiación solar.....	15
Figura 2. Esquema de conexión de un sistema fotovoltaico autónomo.	17
Figura 3. Contribución de las Energías renovables proyectadas para el año 2040.....	20
Figura 4. Capacidad mundial total de energía solar FV: 2004-2014.	21
Figura 5. Evolución de las instalaciones fotovoltaicas por regiones	22
Figura 6: Piranómetro de radiación global total a.....	30
Figura 7: Sistema de Adquisición de Datos	30
Figura 8: Laptop para adquisición de datos, fotografía.	30

Figura 9: Pinza amperimétrica.	31
Figura 10: Ubicación del sistema a implementar.	42
Figura 11: Lugar propuesto por la Universidad.	43
Figura 12: Ángulo de orientación de la estructura.....	44
Figura 13. Radiación solar diaria horizontal promedio	46
Figura 14. Ángulo de elevación del sol a lo largo del año.....	48
Figura 15. Comportamiento de la radiación solar en un día con cielo despejado.	49
Figura 16. Comportamiento de la radiación solar en un día con nubosidad.....	49
Figura 17. Comportamiento de la corriente producida por el generador DC	51
Figura 18. Comportamiento de la tensión eléctrica producida por el generador DC. .	51
Figura 19. Comportamiento de la corriente eléctrica producida por las baterías DC..	52
Figura 20. Comportamiento de la tensión eléctrica producida por las baterías DC. ..	52
Figura 21. Comportamiento de la potencia eléctrica producida por el sistema.	53
Figura 22. Comportamiento de la potencia eléctrica a la salida del inversor AC.....	53
Figura 23. Comportamiento en el panel fotovoltaico por efecto de la temperatura	54
Figura 24. Temperatura en la cubierta superior e inferior de un panel fotovoltaico. ..	55
Figura 25. Temperatura en un panel y radiación global a lo largo de un día.....	56
Figura 26. Dimensiones de la disposición de paneles por filas	66
Figura 27: Esquema para el cálculo de distancia entre paneles.	66
Figura 28: Esquema de disposición de paneles por columnas.	67
Figura 29. Esquema de la disposición de paneles fotovoltaicos por columnas.	68
Figura 30. Energía producida por el generador a lo largo de un día.....	70
Figura 31. Comparación entre el consumo y la energía generada	71
Figura 32. Energía de respaldo necesaria a lo largo del día.....	72
Figura 33. Variación de energía producida por el generador a lo largo de un año.....	77

1 Título

Estudio de viabilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico autónomo en las instalaciones de la Universidad Católica San Pablo.



2 Resumen

Este trabajo presenta un estudio de viabilidad técnico-económica para la implementación de un sistema fotovoltaico (FV) de tipo aislado/autónomo, el cual suministrará energía eléctrica dentro del Campus de la Universidad Católica San Pablo (UCSP). El sistema pretende generar energía eléctrica para 24 dispositivos de uso cotidiano (laptops, celulares y tablets) y 6 luminarias LED, donde el periodo de funcionamiento diario estimado es de 10 y 4.25 horas respectivamente.

La tecnología de sistemas FV es conocida y utilizada alrededor del mundo. En Perú es aplicada como parte de Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) y para la creación de plantas solares fotovoltaicas que contribuyen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Aun cuando se cuenta con altos índices de radiación solar en diferentes sectores del país, son muy pocos los casos en los cuales se ha aplicado para instalaciones eléctricas en zonas urbanas e industriales. Dentro de las razones principales está la elevada inversión necesaria y el desconocimiento de su potencialidad. Sumado a esto, no existe una legislación que permita la implementación de sistemas conectados a red, lo cual hace que se requiera utilizar baterías, incrementado la inversión.

Se tiene en cuenta la realidad de otros países, en donde la tecnología fotovoltaica tiene su mayor lugar de aplicación en la zona urbana y donde las condiciones meteorológicas (principalmente niveles de radiación solar y horas de sol disponibles) no son necesariamente favorables, comparadas a las que se cuenta en la ciudad de Arequipa.

El estudio determinó que las características y condiciones del lugar permiten un aprovechamiento de 7 horas de radiación solar libre de sombras. El mes crítico para el dimensionamiento es junio con 5.45 HSP. Para un consumo diario es de 22 614.9 Wh se requieren 28 paneles de 255Wp, 2 inversores de 1200W, 2 controladores de carga de 100 A y 24 baterías de 200 Ah/12V para 1.2 días de autonomía. El voltaje de sistema seleccionado es

de 48. Se considera un 20.67% de pérdidas por temperatura, orientación e inclinación en el generador y una eficiencia mínima estimada de 74.35% desde el controlador hacia las cargas.

Se ha comprobado el funcionamiento y confiabilidad de un sistema fotovoltaico autónomo operando bajo condiciones similares.

Se ha estimado una inversión inicial de USD 26 344.80 para implementar el sistema, sin embargo, se requieren hacer sustituciones de componentes para asegurar el funcionamiento a lo largo de 25 años. El costo por kWh obtenido es de USD 0.262 teniendo en cuenta el consumo uniforme anual. Sin embargo, si tiene en cuenta la capacidad total del sistema se obtiene un costo de USD 0.198 por kWh.

Palabras Clave: Sistema fotovoltaico autónomo, viabilidad, zona urbana e industrial.

Abstract

This work presents a technical-economic feasibility study for the implementation of an isolated / autonomous photovoltaic (PV) system, which supplies electrical energy within the Campus of the San Pablo Catholic University. The electric power generation system for 24 everyday devices (laptops, cell phones and tablets) and 6 LED luminaires, where the estimated daily operating period is 10 and 4.25 hours respectively. Systems technology is known and used around the world. In Peru it is applied as part of the National Rural Electrification Plan and for the creation of solar photovoltaic plants that contribute to the National Interconnected Electrical System. Although there are high levels of solar radiation in different sectors of the country, there are very few cases in which it has been applied to electrical installations in urban and industrial areas. Among the main reasons is the high investment needed and ignorance of potential. In addition to this, there is no legislation that allows the implementation of systems connected to red, which makes it necessary to use batteries, increasing the investment.

It takes into account the reality of other countries, where photovoltaic technology has its

greatest application in the urban area and where meteorological conditions (mainly levels of solar radiation and hours of sun available) are not necessarily favorable, compared to those that is counted in the city of Arequipa. The study determined that the characteristics and conditions of the place allow the use of 7 hours of solar radiation free of shadows. The critical month for sizing is June with 5.45 HSP. For a daily consumption of 22 614.9Wh requires 28 panels of 255Wp, 2 inverters of 1200W, 2 controllers of charge of 100 A and 24 batteries of 200 Ah / 12V for 1.2 days of autonomy. The selected system voltage was 48. It is considered a 20.67% of losses by temperature, orientation and inclination in the generator and an estimated minimum efficiency of 74.35% from the controller to the loads. The operation and reliability of an automatic photovoltaic system has been checked. An initial investment of USD 26 344.80 has been estimated to implement the system, however, component replacements are made to ensure operation over 25 years. The cost per kWh obtained is USD 0.262 taking into account the annual consumption uniform. However, if you take into account the total capacity of the system, a cost of USD 0.198 per kWh is obtained.

Key words: isolated photovoltaic system, feasibility, urban and industrial area.

3 Introducción

La utilización de energías no renovables en sus diferentes formas y en las diferentes actividades que realiza el hombre, ha generado básicamente dos problemas a escala global. El primero referido a una crisis energética como consecuencia del agotamiento de dichas fuentes de energía, y el segundo referido a los impactos negativos que ha tenido en el medio ambiente. (Giraudy Arafet, Massipe Cano, Rodríguez Rivera, Rodríguez Gámez, & Vázquez Pérez, 2013).

La energía eléctrica, fundamental en la cotidianidad del hombre, es generada de diferentes modos; pero estas, en su mayoría producen contaminación. Añadido a esto, su demanda se acrecienta, por lo que es necesario usar energías complementarias que puedan aprovecharse y que además se encuentren disponibles de forma natural. (European Renewable Energy Council, 2004).

Una alternativa es la captación y transformación de energía solar mediante el uso de tecnología fotovoltaica para generar energía eléctrica. Su utilización a nivel mundial ha ido incrementando con el pasar de los años y se proyecta que para el 2040 será el segundo mayor contribuyente dentro de la cuota global de las energías renovables, teniendo en las ciudades su mayor punto de aplicación. Este es, por ejemplo, el caso de Alemania, que para el 2010 más de sus cuatro quintas partes de sistemas solares fotovoltaicos fueron instalados sobre los tejados (Gipe, 2010).

En el Perú se viene aplicando esta tecnología como parte del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) y para la creación de plantas solares que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); sin embargo, son muy pocos los casos de utilización en las zonas urbanas e industriales. Las principales razones se deben a la elevada inversión necesaria y el desconocimiento de su potencialidad. Entonces, para incentivar al desarrollo sostenible en la ciudad de Arequipa mediante el uso de tecnología fotovoltaica

para el aprovechamiento de energía solar, se evaluó la propuesta de implementación de un sistema fotovoltaico autónomo dentro del Campus de la Universidad Católica San Pablo (UCSP), partiendo de un análisis técnico-económico, evaluando su potencialidad como complemento de obtención de energía eléctrica respecto a los métodos convencionales.

4 Descripción del problema de investigación

El problema identificado es el reducido aprovechamiento de la tecnología fotovoltaica para la generación de energía eléctrica en la zona urbana e industrial de la ciudad de Arequipa.

A nivel mundial hay una concientización cada vez mayor sobre la importancia de la energía renovable y la eficiencia energética, las cuales son críticas no sólo para atender el cambio climático, sino para crear nuevas oportunidades económicas y proporcionar acceso a la energía a miles de millones de personas que aún no cuentan con servicios modernos para el suministro de energía. Durante la década pasada y particularmente en años recientes, han sido posibles avances en tecnologías de energía renovable, incrementos en la capacidad de generación a nivel mundial, así como rápidas reducciones de costos gracias al apoyo brindado por las políticas económicas, mismas que han atraído una cantidad significativa de inversiones e impulsado la baja de costos. (REN21, 2015).

Además, el crecimiento más rápido y el incremento más sustancial en la capacidad renovable se vieron en el sector eléctrico, las tecnologías dominantes fueron: eólica, solar fotovoltaica y energía hidráulica. La energía solar está comenzando a jugar un rol importante en la generación de electricidad en algunos países. Esto se debe a que la rápida disminución en los costos ha hecho que la electricidad generada a partir de energía solar fotovoltaica, pueda competir con los costos de los combustibles fósiles en cada vez más partes del mundo. En 2014, la energía solar fotovoltaica registró otro record en su crecimiento anual, con un estimado de 40 GW instalados, lo que da una capacidad mundial total de cerca de 117 GW. (REN21, 2015).

En la actualidad, la aplicación de la tecnología fotovoltaica ha tomado gran importancia en las zonas urbanas, convirtiéndose en el foco de atención internacional en los últimos años (Green, 2001). Alemania, China, Japón, Italia, Estados Unidos, Francia, España,

Reino Unido, Australia y la India son los 10 países que cuentan con la mayor capacidad instalada de energía fotovoltaica en el mundo, y sus aplicaciones van desde grandes plantas solares, pasando por diferentes modalidades de uso de paneles fotovoltaicos en el sector urbano e industrial, hasta llegar al uso de esta tecnología integrada a las edificaciones. (REN21, 2015).

En el Perú, la tecnología fotovoltaica para el aprovechamiento de energía solar es utilizada para contribuir al PNER y como parte SEIN, sin embargo, dentro de la zona urbana e industrial viene siendo muy poco utilizada, a pesar de que en algunas regiones se cuenta con altos niveles de radiación solar. Las causas básicamente son el alto costo de inversión y la falta de conocimiento de la potencialidad real del uso de la energía solar (Horn, 2006). Añadido a esto, no existe una legislación que permite instalar sistemas conectados a la red.

Según SOLARGIS (2015) la irradiancia global horizontal anual en Alemania, país líder en aplicación de energía fotovoltaica a nivel mundial, es no mayor a 1200 kWh/m^2 , es decir 3.28 kWh/m^2 diarios aproximadamente; mientras que en Perú se llegan a 2400 kWh/m^2 por año, 6.56 kWh/m^2 diarios. Entonces en algunos sectores del Perú se cuenta con niveles de irradiancia superior a los de Alemania, además de mayores horas de sol disponibles.

La ciudad de Arequipa se encuentra localizada en el sector geográfico donde las lecturas de irradiancia son muy elevadas a nivel mundial, por lo tanto, es un lugar idóneo para el aprovechamiento de la energía solar. Existen algunos proyectos en los cuales se ha utilizado la tecnología, especialmente la creación de plantas solares como la ubicada en Majes, en la provincia de Caylloma. Sin embargo, en el sector urbano e industrial son escasas las aplicaciones que se han podido encontrar.

Entonces, teniendo en consideración la realidad de otros países, la continua reducción de costos de los elementos que forman parte de los sistemas fotovoltaicos y las condiciones

meteorológicas de la ciudad de Arequipa. ¿Es viable técnica y económicamente la utilización de tecnología fotovoltaica en la zona urbana e industrial de la ciudad de Arequipa? Para el estudio se propuso una evaluación técnico-económica para la implementación de un sistema fotovoltaico autónomo dentro del Campus de la UCSP.

5 Objetivos de la investigación

5.1 Objetivo general.

El objetivo de este trabajo fue estudiar la viabilidad técnica y económica de un sistema fotovoltaico aislado dentro del Campus de la UCSP.

5.2 Objetivos específicos.

Para estudiar la viabilidad técnica:

- Determinar las características y condiciones del lugar;
- Caracterizar la energía solar incidente en la localización;
- Evaluar el desempeño y nivel de eficiencia del sistema.;
- Diseñar el sistema fotovoltaico.

Para estudiar la viabilidad económica:

- Evaluar económicamente el sistema fotovoltaico.

6 Justificación de la investigación

6.1 Justificación social.

El estudio realizado evaluó la utilización de tecnología fotovoltaica en la zona urbana e industrial de la ciudad de Arequipa como una fuente de generación eléctrica alternativa respecto a los métodos convencionales para promover el desarrollo sostenible mediante la utilización de energías limpias y aprovechamiento de los altos niveles de radiación solar disponibles.

6.2 Justificación teórica.

La tecnología fotovoltaica es aplicada a nivel mundial. Se puede tener acceso a gran cantidad de documentos que muestran estudios similares en diferentes lugares, pero se debe tener en cuenta que los entornos tecnológico, político, socioeconómico y cultural son distintos; y que las condiciones medioambientales varían para cada sector geográfico.

Para la realización de este estudio se contó con el apoyo del Instituto de Energía y Medio Ambiente de la Universidad Católica San Pablo (IEM-UCSP). Los resultados obtenidos del estudio servirán de sustento para el desarrollo de proyectos a mayor escala en la UCSP y para las diferentes instalaciones en zonas urbanas e industriales ubicadas en la ciudad de Arequipa.

6.3 Justificación metodológica.

El punto de partida fue un análisis de la situación actual referida a la disponibilidad de recurso y tecnología junto a los factores del macro entorno que pueden influir en estos.

Seguidamente se hizo una investigación profunda referida al tema, estudio técnico de las características del lugar, cálculo de demanda energética, dimensionamiento del sistema, análisis del sistema y evaluación económica para luego poder hacer una propuesta de

implementación de un sistema fotovoltaico no conectado a la red eléctrica. La metodología seguida puede ser replicada en cualquier lugar.

6.4 Justificación práctica.

El presente trabajo puede ser replicado en las diferentes instalaciones domiciliarias, oficinas, áreas de esparcimiento, centros de estudio, centros comerciales, etc, ya que son lugares donde generalmente se utilizan los dispositivos a suministrar electricidad (celulares, laptops, tablets, luminarias, etc). Se pretende promover el desarrollo sostenible mediante la aplicación de tecnología fotovoltaica en la zona urbana e industrial de la ciudad.

6.5 Delimitación de la investigación.

6.5.1 Temática.

El sistema FV a trabajar es de tipo aislado. La información sobre los principios de funcionamiento, condiciones y factores de influencia y método de diseño se encuentra disponible en internet a través de artículos, revistas, libros, tesis, memorias, etc. Además, en la biblioteca de la Universidad se cuenta con algunos libros referidos al tema. Para la medición de ciertos parámetros como temperatura, incidencia solar y comportamiento se requirió tener de equipos especializados, disponibles para este estudio en el IEM.

El diseño del sistema no comprende el de la estructura adicional a la actual para contener el generador ni elegir el lugar para contener los componentes fotovoltaicos; por ende tampoco el cableado. Estas actividades las realizará la Universidad de aprobar la propuesta, cuidando así la estética de su infraestructura. Para determinar el costo del sistema se han estimado los puntos mencionados anteriormente (cableado, instalación, etc).

6.5.2 Espacial.

La ubicación para la propuesta se encuentra dentro de las instalaciones de la UCSP, ubicada en San Lázaro-Arequipa. Para las mediciones de parámetros de influencia se contó

con el apoyo del IEM, el cual se encuentra ubicado en el Instituto del Sur, Salaverry-Arequipa. En ambos lugares se realizaron las mediciones necesarias.

6.5.3 *Temporal.*

El estudio abarcó un periodo de tiempo de aproximadamente un año, en el cual se pudo tener conocimiento de factores que influyen en el macro entorno y todos los aspectos técnicos relacionados al uso de este tipo de tecnología.

7 Referencial teórico

7.1 Marco teórico conceptual

7.1.1 *Estudio del potencial de recurso energético.*

Según un reporte de National Renewable Energy Laboratory (2010), un estudio de la potencialidad de un recurso energético es importante para cuantificar su cantidad de reserva, los costos asociados a su utilización y su competitividad respecto a otros recursos; para lo cual existen cuatro tipos básicos de estudio de potencial:

Potencialidad de recurso: evalúa la disponibilidad total de energía de las fuentes renovables con aproximaciones teóricas, sin discriminar la viabilidad técnica y económica de su aprovechamiento. Bajo esta aproximación todas las energías renovables suelen tener potenciales de gran magnitud.

Potencial técnico: por su parte, toma en consideración las posibilidades de aprovechamiento de las fuentes de energía considerando, entre otras cosas, el desarrollo tecnológico y restricciones territoriales y/o legales relacionadas con el uso del suelo.

Potencial económico: considera la competitividad de las energías renovables respecto de otras fuentes de suministro, la cual es una función del grado de madurez tecnológico y de su impacto en los costos de inversión y operación, de la disponibilidad de infraestructura y, principalmente, de la evolución de los precios de la energía y su proyección en el tiempo.

Potencial de mercado: suele reflejar la fracción del potencial económico que es posible desarrollar bajo las condiciones presentes en un momento dado. Entre otras, esas condiciones consideran el crecimiento de la demanda de energía o la capacidad de sustitución de energías fósiles, restricciones operacionales de los sistemas energéticos, el grado de disposición de los inversionistas y financistas para emprender los distintos tipos de proyectos de energías renovables, y el marco regulatorio que pueda existir.

7.1.2 *La energía solar.*

En el sol se producen reacciones nucleares de fusión que llegan a la Tierra a través del espacio en paquetes de energía llamados fotones, que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestres. (Orbegozo & Arivilca, 2010). La energía solar absorbida por la Tierra en un año es equivalente a 20 veces la energía almacenada en todas las reservas de combustibles fósiles en el mundo y diez mil veces superior al consumo actual. (Florez, 2004).

La energía solar, junto con la eólica y la mareomotriz, cumple con las características de energía renovable, alternativa y limpia. Entiéndase por energía renovable a la que se obtiene de una fuente renovable, es decir inagotable, por la inmensa cantidad de energía que contiene o porque es capaz de regenerarse por medios naturales más rápido de lo que la podemos consumir; energía alternativa es aquella que proviene de una fuente diferente a las tradicionales o más utilizadas actualmente, como los combustibles fósiles o la energía nuclear.; energía limpia es aquella que no genera residuos al producirse ni al utilizarse. (Cemaer, 2015).

El Sol puede aprovecharse energéticamente de dos formas conceptualmente diferentes: Como fuente de calor y como fuente de electricidad (Instituto Tecnológico de Canarias, 2008). En este estudio se aprovecha para generar energía eléctrica mediante el uso de tecnología fotovoltaica.

7.1.3 *Conceptos básicos.*

7.1.3.1 *Radiación solar.*

Es la energía solar que viaja por el espacio en forma de ondas electromagnéticas. La radiación solar llega a nuestro planeta de tres formas distintas (A. Duffie & A. Beckman, 2013):

- **Radiación Directa:** es la radiación que nos llega directamente del sol sin haber sido dispersada por la atmosfera;
- **Radiación Difusa:** es la radiación que nos llega después de haber sido cambiada por la dispersión de la atmósfera;
- **Radiación Reflejada:** la cual procede del reflejo de la radiación directa en los elementos del entorno (como el mar o la nieve).
- **Radiación Global:** sumatoria de la radiación directa y radiación difusa.

7.1.3.2 Irradiancia.

Es una cantidad instantánea que describe el flujo de radiación solar en una superficie. Se encuentra en unidades de kW/m^2 . La densidad de potencia de la radiación solar en la atmósfera exterior es de 1.353 kW/m^2 . (Rekioua & Matagne, 2012).

7.1.3.3 Efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico se produce cuando el material de la celda solar (silicio u otro material semiconductor) absorbe parte de los fotones del sol. El fotón absorbido libera a un electrón que se encuentra en el interior de la celda. Ambos lados de la celda están conectados por un cable eléctrico, así que se genera una corriente eléctrica. (Orbegozo & Arivilca, 2010). La Figura 1 muestra un esquema del efecto fotovoltaico producido en la celda.

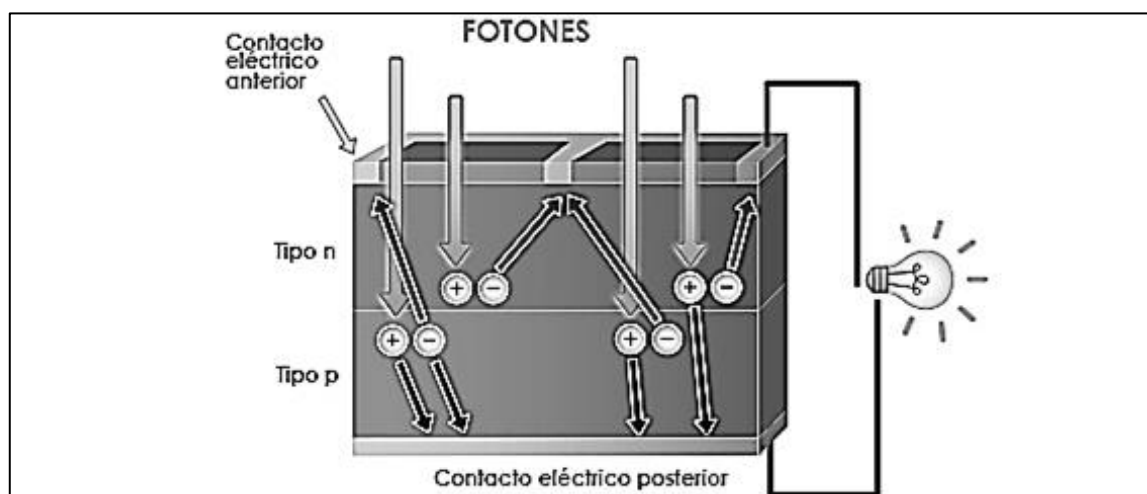


Figura 1. Efecto fotovoltaico en una celda por efecto de la radiación solar, obtenida de <http://avansol.com.mx/fotovoltaica.html>

7.1.3.4 Celda fotovoltaica.

La celda solar es el dispositivo donde se produce la transformación de energía de la radiación solar en electricidad. (Poggi-Varaldo, Martínez Reyes, Pineda-Cruz, & Caffarel-Méndez, 2009).

7.1.3.5 Condiciones estándar de medida (CEM).

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos definidos del modo siguiente:

- Irradiancia: 1000 W/m²;
- Distribución espectral: AM 1,5 G;
- Incidencia normal;
- Temperatura de célula: 25°C.

Si se cumplen estas condiciones, la celda fotovoltaica puede trabajar al 100% de su capacidad.

7.1.3.6 Sistema fotovoltaico.

Un sistema fotovoltaico está conformado por un conjunto de equipos que están integrados de tal manera que pueden cumplir con las siguientes funciones (Fundación BUN-CA, 2002):

- Transformar directa y eficientemente energía solar en energía eléctrica;
- Almacenar adecuadamente la energía generada;
- Proveer adecuadamente la energía producida y/o almacenada.

Los componentes de un sistema básicamente son los siguientes:

- Generador fotovoltaico;
- Controlador o regulador de carga;
- Las baterías;
- El inversor;
- Estructura de soporte;
- Elementos de protección.

Existen dos tipos de sistemas fotovoltaicos, el primero interconectado a la red eléctrica donde utilizan muy pocos elementos para su funcionamiento, los paneles solares y los microinversores de interconexión. Los paneles generan energía y la transmiten a la red eléctrica, el usuario aprovecha la energía de los paneles en cualquier momento y envía los excedentes a la red para utilizarla en cualquier momento aunque el sol no esté brillando. Estos sistemas son mucho más eficientes y con un menor costo que los sistemas a base de baterías; el segundo es el de tipo aislado, que utiliza baterías las cuales funcionan de forma idónea para situaciones en las cuales no hay acceso a la red eléctrica, es decir no hay cableado ni transmisión de energía de las compañías de luz. En estas circunstancias, los paneles solares sirven para generar electricidad de forma 100% autónoma de modo que esta se almacene en las baterías para ser utilizada posteriormente. (Cemaer, 2016).

En la Figura 2 se presenta un esquema de conexión de un sistema fotovoltaico autónomo, el cual será utilizado en este estudio:

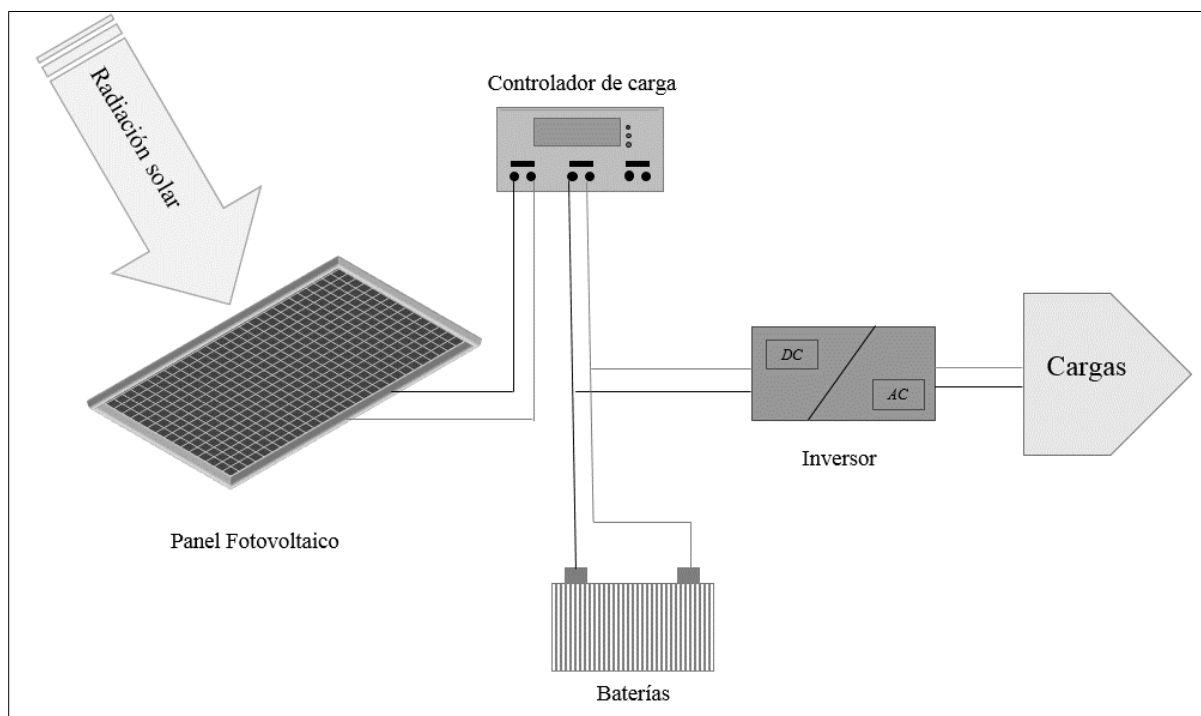


Figura 2. Esquema de conexión de los componentes de un sistema fotovoltaico autónomo. Elaboración propia.

7.1.3.7 *Generador fotovoltaico.*

El generador está compuesto por una asociación de paneles fotovoltaicos integrados de tal manera que pueden suplir los requerimientos de energía. Un panel fotovoltaico es una placa rectangular formada por un conjunto de celdas fotovoltaicas. Estas celdas están protegidas por diferentes materiales. La función del módulo fotovoltaico es generar voltaje y corriente suficientes para poner en funcionamiento los dispositivos/elementos. Cuando se conectan en paralelo se suma amperaje, y cuando se conectan en serie se suma voltaje. (Cemaer, 2015).

7.1.3.8 *Controlador o regulador de carga.*

El controlador de carga protege a la batería contra posible sobrecarga del módulo solar y evita que sea fuertemente descargada durante los consumos. (Cemaer, 2015).

7.1.3.9 *Baterías.*

Las baterías fotovoltaicas son un componente muy importante de todo el sistema pues realizan tres funciones esenciales para el buen funcionamiento de la instalación (Fundación BUN-CA, 2002):

- Almacenan energía eléctrica en periodos de abundante radiación solar y/o bajo consumo de energía eléctrica;
- Proveen la energía eléctrica necesaria en periodos de baja o nula radiación solar;
- Proveen un suministro de energía eléctrica estable y adecuada para la utilización de aparatos eléctricos.

7.1.3.10 *Inversor de corriente.*

Es un dispositivo que convierte la corriente continua (DC) generada por el módulo fotovoltaico en corriente alterna (AC), la cual es necesaria para el funcionamiento de los requerimientos.

7.1.3.11 Estructura de soporte.

Es la estructura que sostendrá el modulo fotovoltaico y que además contendrá a los otros elementos del sistema, se tiene que tener en cuenta su dimensionamiento y ángulo de inclinación.

7.1.3.12 Elementos de protección.

Se requieren elementos de protección adicionales a los inherentes a la unidad de control. Estos son sistemas externos que protegerán los elementos del sistema cuando existan variaciones de tensión tanto en DC y AC.

7.1.4 Situación global del mercado energético fotovoltaico.

A nivel mundial hay una concientización cada vez mayor sobre la importancia de la energía renovable y la eficiencia energética, las cuales son críticas no sólo para atender el cambio climático, sino para crear nuevas oportunidades económicas y proporcionar acceso a la energía a miles de millones de personas que aún no cuentan con servicios modernos para el suministro de energía. (REN21, 2015).

Basado en las experiencias y el conocimiento acumulado a los supuestos sobre las tasas de crecimiento anuales esperadas para las diferentes tecnologías y muestran que en 2040, una cuota de energías renovables hasta el 50% en todo el mundo es posible. (European Renewable Energy Council, 2004).

La Figura 3 presenta la contribución de las energías renovables proyectadas al año 2040:

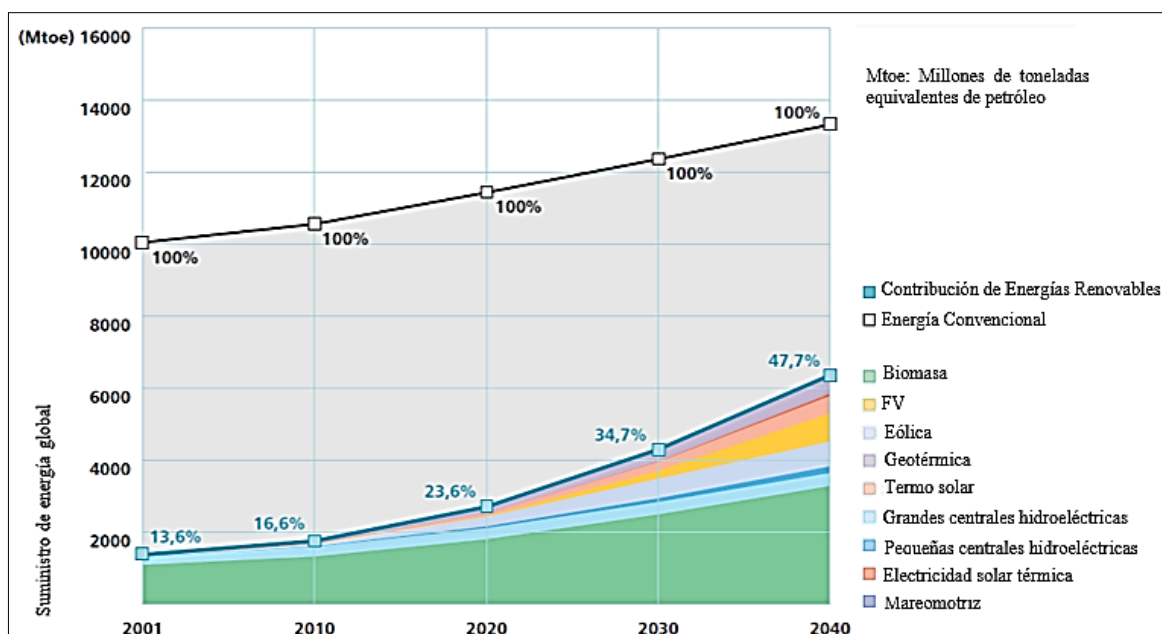


Figura 3. Contribución de las Energías renovables proyectadas para el año 2040, obtenida de Renewable Energy escenario to 2040 por European Renewable Energy Council, 2004.

La energía solar fotovoltaica está comenzando a jugar un rol importante en la generación de electricidad en algunos países. Esto se debe a que la rápida disminución en los costos ha hecho que la electricidad generada a partir de sistemas FV pueda competir con los costos de los combustibles fósiles en cada vez más partes del mundo. En 2014, la energía solar FV registró otro record en su crecimiento anual, con un estimado de 40 GW instalados, lo que da una capacidad mundial total de cerca de 177 GW. En la Figura 4 se puede ver la evolución de la capacidad total instalada hasta el año 2015 (REN21, 2015):

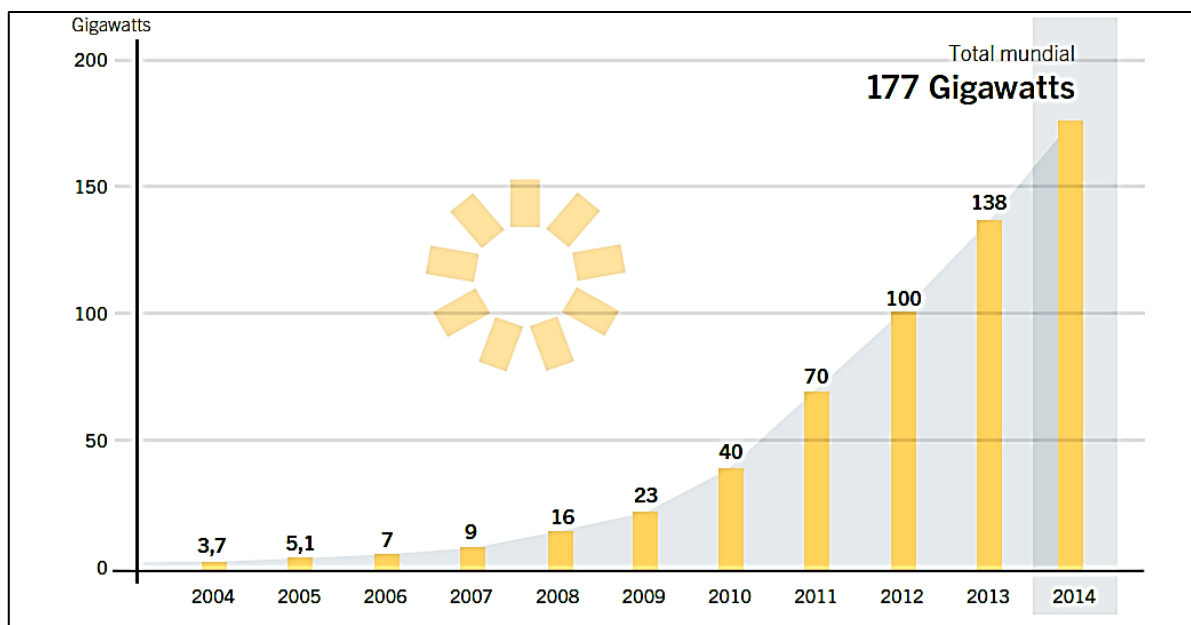


Figura 4. Capacidad mundial total de energía solar FV: 2004-2014, obtenida de Renewables 2015 global status report por REN 21, 2015.

En un escenario pesimista, el incremento anual de nuevas instalaciones fotovoltaicas pasaría de 40 GW en 2014 a 175 GW en 2050, es decir una capacidad de producción acumulada global de 6000 GW para el año 2050. Mientras que en un escenario más optimista el incremento anual en el año 2050 sería de 1780 GW, teniendo una capacidad de producción acumulada de 36000 GW. (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, 2015).

Europa, quien era el piloto más importante del mercado mundial fotovoltaico ha ralentizado su crecimiento en los últimos diez años, mientras que China, Japón y los EE.UU representaron los mayores mercados en 2014. (International Energy Agency, 2014).

Alemania, el país que ocupa el primer lugar en capacidad instalada de energía eléctrica proveniente de sistemas fotovoltaicos (REN21, 2015), decidió en 2011 ponerle fin a la producción de energía nuclear hasta 2022. Dentro de sus objetivos esta, en primer lugar, el uso eficiente de la energía y en segundo lugar el uso de energías renovables. El Consejo de Energía Alemán señala que las energías renovables contribuirán a la mayor parte del mix energético del futuro. El objetivo es alcanzar el 18% del consumo de energía bruta total en 2020. Más allá de que, con respecto a la red eléctrica, la proporción de energías renovables

deberá llegar a un 40-45% en 2025 y 80% en 2050. Otro punto a destacar es que en Alemania, menos del 1% de la generación eléctrica mediante el uso de tecnología fotovoltaica se encuentra desconectada de la red. (International Energy Agency, 2014).

En América Latina existe desarrollo sobre el uso de esta tecnología. Los datos oficiales de Chile muestran la instalación de 395 MW, siendo un primer paso hacia el despliegue de energía fotovoltaica en la región, mientras que los proyectos están apareciendo en Brasil y Honduras. El desarrollo fotovoltaico real de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, finalmente se ha iniciado en la región, pero se espera que se expanda en los próximos años. (International Energy Agency, 2015).

La Figura 5 muestra la contribución por regiones, a nivel mundial, de la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos.

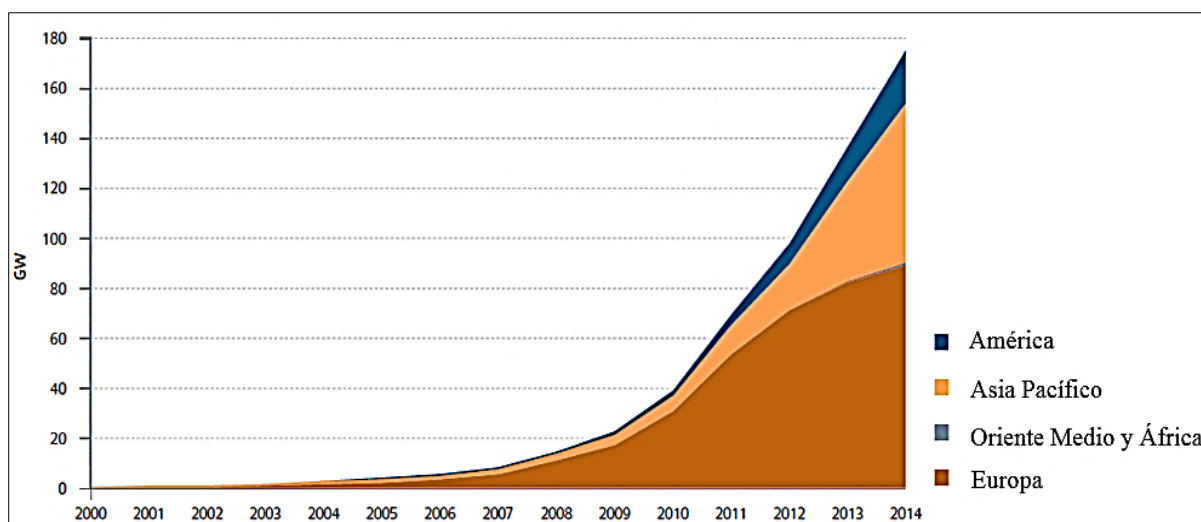


Figura 5. Evolución de las instalaciones fotovoltaicas por regiones, alrededor del mundo, obtenida de TRENDS 2015 in photovoltaic applications por International Energy Agency, 2015.

Chile mediante el sistema de generación ciudadana y la ley 20.571 promueve la utilización de energías renovables a través de la autogeneración. Esta consiste en la generación de energía eléctrica utilizando una fuente renovable. El sistema instalado no debe exceder la capacidad de 100 kW. Las instalaciones pueden darse en hogares, escuelas o negocios. La red eléctrica se encargará de suministro eléctrico en caso de que la demanda

supere la energía autogenerada. En el caso existiera un excedente, este será inyectado y contabilizado para ser descontado en la cuenta de luz mediante un medidor bidireccional.

En Perú el gobierno promueve la utilización de fuentes renovables mediante subastas, que son concursos que se dan en intervalos de tiempo para proyectos que se encargaran de suministrar energía eléctrica al sistema interconectado a una tarifa determinada; gracias a esto se han instalado varias plantas solares en diferentes lugares. También se desarrollan proyectos de generación de energía eléctrica en zonas de difícil acceso como parte del plan de electrificación de zonas rurales (Osinermin, 2012). Sin embargo existe una reglamentación que promueva y fomente la utilización de energías renovables como es el caso de la fotovoltaica en el sector urbano e industrial, por lo que no se pueden utilizar sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

En Arequipa, Perú se han desarrollado proyectos de creación de plantas solares, como es el caso de T-Solar y Solarpackhan, organizaciones que han desarrollado conjuntamente cuatro centrales fotovoltaicas de 20MW cada una, de las cuales dos serán promovidas y explotadas por T-Solar: Majes Solar 20T y Repartición Solar 20T. (Rodríguez Valdivia, 2012). Además, como parte del desarrollo del mercado fotovoltaico dentro de la zona urbana de la ciudad de Arequipa, se ha encontrado que la institución educativa San José ha instalado un sistema fotovoltaico que cubre el 80% de su demanda eléctrica. (Nor-sur ingeniería, 2013).

Según Ovalle Cubillos (2014), los expertos mundiales han fijado tres factores que permitirán la expansión de las instalaciones fotovoltaicas alrededor del mundo, estos son:

- 1) La capacidad de atracción de capitales (foráneos o propios) debido a la adopción de políticas económicas permanentes con respaldo estatal, 2) Leyes regulatorias de explotación y expansión del sistema eléctrico existente, que le permitan competir sanamente a los nuevos inversionistas de generadores fotovoltaicos y 3) El atractivo y la plena aceptación ciudadana

que supone la utilización de la energía fotovoltaica asociándola a un noble valor, acuñado a fuerza en estos últimos treinta años (Protocolo de Kioto de por medio, 1997), la protección del medioambiente.

7.1.5 Costo de los paneles fotovoltaicos.

El precio promedio de los paneles fotovoltaicos de silicio policristalino llegaron a 0.6 USD/Watt en 2014, esto debido a la reducción de costos de producción y el incremento en la demanda, principalmente en China. (REN21, 2015), sin embargo este precio puede variar ampliamente dependiendo del mercado donde se vende ya que tiene en cuenta costo de traslado, impuestos, la economía del país y el volumen de venta. Por ejemplo, en China el precio del panel puede ser inferior a 0.5 USD/Watt, mientras que en Colombia es superior a la unidad por Watt. (Cemaer, 2016). La Tabla 1 muestra el precio en dólares por watt para los diferentes tipos de paneles fotovoltaicos en algunos países de Latinoamérica incluyendo Perú.

Tabla 1

Precio por Watt para paneles de silicio en diferentes países de Latinoamérica

País	Monocrystalinos		Policristalinos		Flexibles
	140-160 W	240-260 W	140-160 W	240-260 W	100-120 W
México	0.79	0.87	0.79	0.67	1.22
Colombia	1.63	1.35	1.23	1.04	1.57
Chile	0.88	1.10	0.98	1.07	3.18
Argentina	2.07	1.72	2.41	1.80	3.30
Ecuador	1.11	1.33	1.23	1.20	3.01
Perú	1.07	1.06	1.15	1.15	2.92
Centroamérica	1.58	1.15	1.59	0.97	2.06

Nota: Los precios varían de acuerdo al rango de capacidad de paneles y reflejan un costo promedio aproximado. Obtenido de Boletín de noticias sobre energía solar y medio ambiente número 17 por Cemaer, 2016.

El costo de un sistema de energía solar fotovoltaico no solamente tiene que ver con cuánto cuestan los paneles, sino que también incluye otros factores como los demás equipos (inversores, baterías, controladores, cableado, estructuras, protecciones eléctricas y demás, según el tipo y diseño del sistema), la instalación, los costos operativos y también los incentivos fiscales. Es importante conocer los pormenores para poder realizar un costeo

correcto de un sistema, su retorno de inversión y los beneficios económicos y ambientales que este puede proveer a los usuarios y negocios que instalan el sistema. (Cemaer, 2016).

7.1.6 Situación del mercado energético eléctrico en Arequipa.

En el 2015, Arequipa se consolidó como la segunda región con el mayor consumo de electricidad a nivel nacional, por debajo de la capital, representando el 6.1% de la demanda nacional con 2 566 GWh. La producción de energía eléctrica creció 1.2% en promedio durante los últimos 12 años, mientras que el consumo incrementó en 10%, lo que indica que existe un déficit de producción de energía eléctrica en la ciudad. Respecto a la capacidad instalada de generación eléctrica el 47.4% es de origen energético hidráulico, 43.1% térmico y 9.5% solar. (Cámara de comercio e industria de Arequipa, 2016). Según la guía de ecoeficiencia para instituciones del sector público del MINAM, un kilowatt-hora de electricidad producido con una termoeléctrica típica se traduce en 0,545 kg de CO₂ emitido.

La Tabla 2 muestra la situación del mercado eléctrico respecto a número de clientes finales y consumo energético por tipo de sector/actividad:

Tabla 2

Situación del mercado eléctrico respecto al número de clientes finales y al consumo energético según el sector

Sector/actividad	Porcentaje por número de clientes finales	Porcentaje por consumo de energía eléctrica
Residencial	94.5 %	19 %
Industrial	0.7 %	71 %
Comercial	4.8 %	10 %

Nota: Un cliente final puede ser un hogar de del sector residencial o una gran empresa. Obtenido de Informe de coyuntura por Cámara de Comercio e Industria de Arequipa, 2016.

El 94.5% del total de número de clientes finales utiliza energía eléctrica para actividades en el sector residencial, sin embargo y aun cuando las actividades industriales tienen el 0.7% del total del número de clientes, representan el 71% del consumo total de energía eléctrica producida.

7.2 Hipótesis

Es viable técnica y económicamente implementar un sistema fotovoltaico de tipo autónomo en la UCSP debido al potencial energético solar de la ciudad de Arequipa.

8 Metodología

La siguiente propuesta metodológica permitió evaluar técnica y económicamente un sistema fotovoltaico de tipo autónomo localizado en las instalaciones de la UCSP (la Universidad se ubica dentro de la zona urbana de la ciudad de Arequipa).

La evaluación técnica contempló los aspectos de disponibilidad de recurso energético bajo las condiciones geográficas de su ubicación, condiciones y limitaciones del lugar que influyen en el rendimiento del sistema, evaluación del comportamiento y rendimiento de este tipo de sistemas para finalmente poder realizar el diseño del sistema fotovoltaico autónomo.

En la evaluación económica se contempló el cálculo del coste total del sistema a lo largo de su tiempo de vida, el coste por kilowatt-hora generado y determinar el VAN y TIR.

Antes del estudio se tuvieron en cuenta estas Consideraciones preliminares:

- La Universidad designó el lugar que contendrá el generador fotovoltaico y el número de cargas/dispositivos a utilizar para el cálculo de la demanda energética; así también ha sugerido el intervalo de tiempo de funcionamiento.
- El estudio no contempla la evaluación de la estructura de soporte del generador fotovoltaico en el lugar designado, lo realizará la Universidad.
- La disposición del banco de baterías, inversores de corriente, controladores de carga y demás elementos del sistema será designado por la Universidad, por esta razón tampoco se dimensionó el cableado.
- Se ha utilizado un sistema fotovoltaico similar para el evaluar el rendimiento de este tipo de tecnologías, así también ha permitido estimar el costo estructural y de instalación.

A continuación se denotan las actividades realizadas.

Determinar las características y condiciones del lugar

Instrumentos a utilizar: cinta métrica, brújula, GPS, cámara fotográfica.

Parámetro a medir: longitud (metros), orientación (grados sexagesimales respecto del norte), latitud y longitud (grados sexagesimales respecto del norte y este respectivamente), disponibilidad de radiación solar libre de sombras en el lugar.

Debido a que se tiene una estructura en el lugar propuesto para la posible instalación del sistema fotovoltaico autónomo es que se determinaron sus características principales:

- *Dimensiones:* Se utilizó una cinta métrica para medir el largo, ancho y altura de la estructura. Se determinó el área disponible para determinar la cantidad de paneles que podían ser instalados y la altura para poder dimensionar las luminarias (se dimensionaron las luminarias para poder calcular el consumo total);
- *Ubicación:* Se determinaron las coordenadas geográficas de la ubicación para luego poder calcular la inclinación óptima del generador fotovoltaico y distancia que debía existir entre los paneles a fin de evitar crear sombras;
- *Orientación e inclinación:* Se determinó la orientación que tiene la estructura respecto de la orientación óptima para la instalación del generador fotovoltaico. Se definió la variación entre el norte magnético y el norte geográfico. Además se determinó la inclinación de la estructura respecto al plano horizontal para la inclinación de los paneles;
- *Presencia de sombras:* Se tomaron fotos cada 30 y 60 minutos en dos días elegidos al azar para evidenciar la disponibilidad de radiación solar directa en la superficie de la estructura y el efecto de las sombras de los elementos cercanos.

Caracterizar la energía solar incidente

Instrumentos a utilizar: software con data histórica de la radiación solar global en la ciudad y ángulo de elevación solar a lo largo de un año, piranómetro, sistema de adquisición de datos, laptop para recopilación de datos.

Parámetro a medir: radiación solar global anual (W/m^2), horas sol pico, ángulo de elevación solar o cenit (grados sexagesimales), radiación solar global en día despejado y día nublado (W/m^2).

Se seleccionó un software, el cual mediante su base de datos permitió obtener los promedios de radiación global diaria a lo largo del año de la ciudad de Arequipa, posteriormente se calcularon las Horas Sol Pico (HSP) por cada mes.

Además, se utilizó como instrumento de medición un piranómetro de la marca Kipp&Zonen de modelo CMP6 (ver Figura 6), el cual permitió cuantificar la radiación global. El piranómetro debía cumplir con los *requerimientos técnicos mínimos para estaciones meteorológicas automáticas* especificados por el SENAMHI.

La finalidad de las mediciones realizadas fue obtener curvas de comportamiento de la radiación solar en dos escenarios: día soleado con cielo despejado y día con cielo nublado.

Para registrar las lecturas de las mediciones se utilizó un sistema de adquisición de datos (SAD) de la marca Campbell CR800 (ver Figura 7) y una laptop (ver Figura 8):



Figura 6: Piranómetro de radiación global total de la marca Kipp&Zonen de modelo CMP6, fotografía.



Figura 7: Sistema de Adquisición de Datos Campbell CR800, fotografía.



Figura 8: Laptop para adquisición de datos, fotografía.

Evaluar el comportamiento de un sistema fotovoltaico aislado

Instrumentos a utilizar: Sistema fotovoltaico del IEM, pinza amperimétrica.

Parámetro a medir: corriente eléctrica (A), tensión eléctrica (V), potencia eléctrica (W).

Esta evaluación se realizó en las instalaciones del IEM, donde se cuenta con un sistema fotovoltaico aislado de 1.98 kWp. Este provee de energía a cargas similares a las que se consideran para este estudio (laptops y luminarias).

Las pruebas realizadas permitieron conocer el funcionamiento de un sistema FV. Se registraron lecturas de Corriente eléctrica (I), Tensión eléctrica (V) y Potencia Eléctrica (P). A continuación se detallan las consideraciones tomadas cuenta:

- Se utilizó principalmente una pinza amperimétrica de la marca FLUKE modelo 376 (ver Figura 9) la cual se encontraba debidamente calibrada para hacer las mediciones;
- El intervalo entre las mediciones fue de 15 minutos a lo largo de todo el día para poder obtener curvas de comportamiento;
- La demanda energética estuvo conformada por laptops, luminarias y extractores de aire.
- Las gráficas seleccionadas fueron las más representativas. Se tuvieron en cuenta los dos escenarios (día soleado y nublado).



Figura 9: Pinza amperimétrica de la marca FLUKE del modelo 376, fotografía.

Evaluar el rendimiento del sistema fotovoltaico

Instrumentos a utilizar: panel fotovoltaico, termopares, sistema de adquisición de datos, laptop.

Parámetro a medir: Temperatura en las celdas fotovoltaicas (grados centígrados); pérdidas por temperatura, orientación, inclinación, regulador, inversor, polvo y suciedad. La finalidad es determinar las pérdidas a considerar para dimensionar el sistema.

Influencia de la temperatura en las celdas fotovoltaicas.

Cuando la temperatura de funcionamiento de la celda fotovoltaica sobrepasa a la establecida en las CEM, el voltaje generado en el panel disminuye, reduciendo así la potencia entregada.

La temperatura no puede ser medida directamente en la celda debido a que está recubierta para su protección; se utilizaron termopares para tener una temperatura aproximada de la celda. Los resultados fueron registrados utilizando el sistema de adquisición de datos Campbell CR800 y la laptop para adquisición, mencionados anteriormente.

Influencia de la orientación e inclinación.

Se cuantificó las pérdidas producidas por la orientación e inclinación del generador fotovoltaico utilizando la siguiente ecuación (Pallejá Cabré, 2012):

Para una latitud entre 15° y 90°:

$$P(\%) = 100 \cdot [1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] \quad (1)$$

Para una latitud inferior a 15°:

$$P(\%) = 100 \cdot [1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2] \quad (2)$$

Donde:

P (%): Porcentaje en pérdidas;

Φ : Latitud del lugar;

α : Ángulo de inclinación acimut;

β : Ángulo de inclinación de los paneles.

Pérdidas por controlador e inversor.

Las pérdidas por el controlador de carga vienen evidenciadas al momento de seleccionar el voltaje del sistema, el cual limita el voltaje de trabajo de los paneles fotovoltaicos, reduciendo considerablemente su potencia entregada.

Las pérdidas por el inversor vienen dadas por su nivel de eficiencia de conversión de corriente directa a corriente alterna, esta viene especificada en la ficha técnica del equipo.

Pérdidas por suciedad y polvo.

Se evaluó la influencia de la suciedad y polvo que afecta al generador fotovoltaico debido a que se encuentra expuesto a la intemperie.

Diseñar el sistema fotovoltaico autónomo

Instrumentos a utilizar: Software para dimensionamiento de luminarias a utilizar en la estructura para el cálculo de demanda energética total, bibliografía y normas técnicas para el diseño del sistema.

Parámetros a medir: número de luminarias y su potencia de consumo; consumo energético total teórico (Wh); factor de corrección para el cálculo de consumo energético total efectivo (Wh); voltaje del sistema, requerimiento de paneles fotovoltaicos, baterías, controladores de carga, inversores.

Para el dimensionamiento del generador, banco de baterías, controlador de carga e inversor de corriente se tomó en cuenta la tesis de grado *Diseño de un sistema fotovoltaico*

para atender la demanda de iluminación de áreas comunes y baños del bloque 1b de la Universidad Tecnológica de Pereira (Lopez Osorio & Muñoz Lopez, 2015).

Calcular el consumo energético teórico.

Debido a que se requieren adicionar luminarias en el lugar destinado para el sistema fotovoltaico se calculó el requerimiento y se consideró la demanda de energía que requerirían para su funcionamiento. Se calculó el consumo energético total teórica tomando en cuenta la Tabla 3.

Tabla 3
Cálculo de consumo energético

Descripción	Potencia de consumo (W)	Cantidad (Unid.)	Horas de funcionamiento	Potencia Total (Wh)
Carga 1				
Carga 2				
Carga 3				
Carga ...				
Carga "n"				
Total de potencia (Wh)				

Nota: Adaptado del reglamento técnico peruano “especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural”.

Para llenar la tabla siguieron los siguientes pasos:

- Se hizo una lista de las cargas (equipos, dispositivos u otros elementos a utilizar) y se colocaron en la columna “descripción”;
- Se colocó la potencia nominal de cada carga según correspondía, en unidades de Watts (W);
- Se indicó la cantidad de elementos por tipo de carga (por ejemplo 24 laptops, 12 luminarias, etc);
- Se indicó la cantidad de horas de funcionamiento de cada carga;
- Se multiplicó la potencia nominal, la cantidad y las horas de funcionamiento para obtener la potencia total por carga, en unidades de Wh;

- Se hizo la sumatoria para calcular el total de potencia de consumo.

Para el dimensionamiento del sistema tuvo en cuenta el escenario crítico de consumo y no necesariamente el consumo real a producirse de manera diaria.

Calcular el consumo energético efectivo.

Teniendo en cuenta que un sistema nunca tiene una eficiencia de 100% fue necesario considerar un factor de sobredimensionamiento. En este estudio se consideró un factor de rendimiento global para una instalación fotovoltaica (factor R) para el cálculo del consumo energético efectivo respecto del teórico. (Roitman, Mestrallet, Aramburu, & Rossi, 2015).

A continuación se presenta la siguiente fórmula:

$$E = \frac{E_T}{R} \quad (3)$$

Donde:

E: Consumo energético efectivo;

E_T: Consumo energético teórico;

R: Factor de rendimiento global de la instalación.

El factor “R” viene expresado por la siguiente ecuación:

$$R = (1 - K_b - K_c - K_v) \left(1 - \frac{K_a}{P_d} N \right) \quad (4)$$

Donde:

K_b: Coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador:

- 0.05 para sistemas que no demanden descargas intensas;
- 0.10 para sistemas con descargas profundas.

K_c: Coeficiente de pérdidas en el inversor:

- 0.05 para inversores con onda sinusoidal pura, en régimen óptimo de trabajo;
- 0.10 para inversores en otras condiciones de trabajo.

Kv: Coeficiente de pérdidas varias:

- Se consideran pérdidas como efecto joule, rendimiento global de la red, etc. De 0.05 a 0.15.

Ka: Coeficiente de autodescarga diaria:

- 0.002 para baterías de baja autodescarga (ej. Ni-Cd);
- 0.005 para baterías estacionarias de plomo- ácido;
- 0.012 para baterías de elevada autodescarga (ejemplo. de automotores).

Pd: Profundidad de descarga diaria de la batería;

- La profundidad de descarga no deberá exceder el 80% de la capacidad nominal de la batería ya que ello conllevaría al decrecimiento en la eficiencia de la misma provocada por los ciclos de carga-descarga.

N: Número de días de autonomía de la instalación.

- Se consideran los días en que la instalación deberá operar bajo una mínima irradiación (ejemplo. días nublados continuos) y se consumirá más energía de la que el sistema FV pueda generar. Valores de referencia de 2 a 5.

Seleccionar el voltaje del sistema.

El voltaje del sistema está influenciado directamente por la capacidad de las baterías, que generalmente son de 12V, entonces en un arreglo en serie de estas, se producen valores de 24V, 36V o 48V, los cuales al estar protegidos por un regulador de carga de igual capacidad, condicionan un voltaje de trabajo para los paneles fotovoltaicos.

Se seleccionó el voltaje óptimo para las dimensiones de este sistema.

Calcular el consumo efectivo en Amperios hora (Ah).

Se calculó el consumo en Ah mediante la división del consumo efectivo en Wh y el voltaje del sistema seleccionado (V):

$$\text{Consumo efectivo en Ah} = \frac{E \text{ (Wh)}}{V_{\text{sis}} \text{ (V)}} \quad (5)$$

Dimensionar el generador fotovoltaico.

Para calcular el número de paneles FV necesarios se utilizaron datos anteriormente calculados como son las horas sol pico (HSP) y el consumo efectivo en Watts-hora. Además se utiliza el valor de la potencia máxima (P_{máx}) del panel seleccionado.

- El valor de P_{máx} se encuentra en el reverso del panel FV y en su ficha técnica;
- Se seleccionó el mes crítico (mes con menor radiación global) para la selección de las HSP.
- Además se toma en cuenta las pérdidas por temperatura y orientación e inclinación, que fueron determinadas previamente.

Se aplicó la siguiente fórmula:

$$\text{Nro de paneles} = \frac{\text{Consumo efectivo en Wh}}{\text{HSP} \times P_{\text{máx}} \times \text{Pérdidas}} \quad (6)$$

Se calculó la distancia mínima que debía existir entre los paneles para que estos no se generen sombra y se estableció como deberían ser posicionados en el área disponible.

Seleccionar el controlador de carga.

Para la selección del regulador de carga es necesario tener en cuenta un Voltaje y Amperaje de trabajo. El primero se obtuvo de la selección del voltaje del sistema; y para el

segundo se requiere conocer el I_{sc} , que se encuentra al el reverso del panel FV y en su ficha técnica. El cálculo de la corriente del controlador se obtuvo con la siguiente fórmula:

$$I \text{ de controlador} = \text{Nro de paneles en paralelo} \times I_{sc} \times FS \quad (7)$$

Donde:

I_{sc} : Es la corriente de corto circuito;

FS : Factor de sobredimensionamiento.

Dimensionar el banco de baterías.

Para el cálculo de número de baterías se tuvo en cuenta la capacidad en amperios hora (Ah) que tiene la batería seleccionada. Se recomienda que todas sean de iguales características.

Además, se tiene que tener en cuenta un porcentaje de profundidad de descarga (PD), que no debe superar el 80% (mientras menor sea la profundidad de descarga, se extiende más el tiempo de vida útil de las baterías) y un número de días de autonomía requeridos (N).

Según el reglamento *especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural*, los días de autonomía recomendados deben permitir entre 2 y 4 días de autonomía. Y según el reglamento *especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500 Wp*, los días de autonomía recomendados deben permitir entre 3 y 5 días de autonomía. Se denomina días de autonomía a la cantidad de días que el sistema puede proporcionar energía (que está almacenada en las baterías) sin la necesidad del funcionamiento del generador FV.

Para tomar la decisión respecto a profundidad de descarga y días de autonomía se tuvo en cuenta las condiciones meteorológicas del lugar y el costo asociado.

La fórmula para el cálculo de número de baterías en paralelo es la siguiente:

$$\text{Nro. bat. en paralelo} = \frac{\text{Consumo efectivo en Ah} \times N}{\text{Capacidad en Ah de la batería} \times PD} \quad (8)$$

Donde:

N : número de días de autonomía;

PD : profundidad de descarga.

La fórmula para el cálculo de número de baterías en serie es la siguiente:

$$\text{Nro. bat. en serie} = \frac{\text{Voltaje del sistema}}{\text{Voltaje de la batería}} \quad (9)$$

La fórmula para el cálculo de total de número de baterías necesarias es la siguiente:

$$\text{Nro. bat. total} = \text{Nro. bat. serie} \times \text{Nro. bat. paralelo} \quad (10)$$

Dimensionar el inversor de corriente.

Para el cálculo de potencia máxima del inversor se requiere conocer la máxima potencia de consumo en el momento más crítico, es decir, cuando se encuentren consumiendo energía el mayor número de cargas o la totalidad de estas. Esta resulta de la sumatoria total de la potencia de consumo (W) multiplicada por la cantidad.

En este estudio se consideró que por lo menos en una hora se utilizaran los dispositivos de uso cotidiano y las luminarias a la vez.

Evaluación económica

La evaluación económica busco la viabilidad del sistema de dos maneras, una respecto al costo de energía en kWh generado; y la segunda mediante flujos de caja y cálculo de TIR y VAN.

A continuación se denotan las actividades realizadas:

Calcular la inversión.

Se seleccionaron los precios del mercado de cada componente fotovoltaico previamente dimensionado, se estimó el costo del resto de elementos necesarios para la implementación y se determinó el costo de inversión inicial. Luego se obtuvo información sobre la vida útil de cada componente para evaluar los periodos de renovación y sustitución, que implican una nueva inversión para poder adquirirlos. Finalmente, se calculó total del sistema a lo largo de su tiempo de vida útil.

Calcular el costo de kilowatt-hora generado.

Para este cálculo se consideró la relación entre el costo total del sistema y la energía a producir a lo largo de todo el tiempo de vida del sistema. Se consideraron dos escenarios: el primero teniendo en cuenta la máxima energía que puede generar el sistema y el segundo tomando el consumo utilizado en el dimensionamiento (consumo constante).

Comparar con tarifa de la red eléctrica.

Teniendo el costo de kWh generado en dos escenarios, se procede a hacer una comparación con la tarifa eléctrica para la zona de residencial de Arequipa y se evalúa el beneficio o pérdida.

Realizar el flujo de caja.

Se realizaron dos flujos de caja, uno por cada escenario mencionado en el paso anterior teniendo como ingresos los ahorros que se producen anualmente; es decir la energía generada en un año multiplicado por la tarifa de la red eléctrica.

Evaluar económicamente el sistema

Se seleccionó un costo de oportunidad de capital y seguidamente se determinó el VAN y TIR.

8.1 Cronograma

ACTIVIDADES		MES 1				MES 2				MES 3				MES 4				MES 5				MES 6				MES 7				MES 8				MES 9				MES 10				MES 11				MES 12			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4								
Revisión bibliográfica																																																	
Determinar las características y condiciones del lugar																																																	
Caracterización de la energía solar incidente																																																	
Diseño del sistema fotovoltaico	Cálculo de la demanda energética																																																
	Dimensionamiento del generador fotovoltaico																																																
	Selección del controlador/regulador de carga																																																
	Dimensionamiento del banco de baterías																																																
Evaluación de desempeño y nivel de eficiencia del sistema	Dimensionamiento de inversor de corriente																																																
	Evaluación del comportamiento de un sistema FV aislado																																																
	Pérdidas por temperatura																																																
	Pérdidas por orientación e inclinación																																																
	Pérdidas por regulador e inversor de carga																																																
Evaluación económica	Evaluación de rendimiento del sistema																																																
	Busqueda de proveedores y cotización																																																
	Cantidad de componentes necesarios por tiempo de vida útil																																																
	Cálculo de costo de kWh producido y comparación con tarifas																																																
	Cálculo de punto de equilibrio																																																
Análisis de datos y redacción																																																	
Redacción de conclusiones y recomendaciones																																																	

9 Resultados

9.1 Características y condiciones del lugar

9.1.1 Ubicación del sistema.

El sistema fotovoltaico autónomo se localizará dentro del Campus de la Universidad Católica San Pablo, ubicado en San Lázaro - Quinta Vivanco s/n, Urb. Campiña Paisajista, Arequipa, Perú. La Figura 10 muestra el punto de ubicación en la ciudad:



Figura 10: Ubicación del sistema a implementar, imagen obtenida de google maps.

Conocer las coordenadas geográficas del lugar permitirá diseñar el sistema fotovoltaico. Estos datos se obtuvieron del sistema de coordenadas geográficas de Google Maps:

- Latitud: -16.389°N :
- Longitud: -71.535°E .

El lugar propuesto por la Universidad para la implementación del sistema fotovoltaico es la estructura de una pérgola (Ver Figura 11). Para el diseño del sistema es necesario conocer sus características principales:



Figura 11: Lugar propuesto por la Universidad, estructura de una pérgola, fotografía.

9.1.2 Características de la estructura.

9.1.2.1 Dimensiones.

Se utilizó una cinta métrica para determinar el largo, ancho y altura de la estructura.

- Largo (L) = 7.40 m;
- Ancho (A) = 7.30 m;
- Área del techo = 54.02 m²;
- Altura (H) = 2.8 m.

*La altura representa la distancia entre el suelo y la parte inferior del techo de la estructura. Esta altura nos permitirá dimensionar las luminarias necesarias para este ambiente.

9.1.2.2 Orientación.

Se calculó la orientación de la estructura de la pérgola respecto de la orientación óptima (orientación hacia el norte geográfico).

Primero, se determinó la declinación que hay entre el norte magnético y el norte geográfico. Se utilizó la base de datos National Oceanic and Atmospheric Administration (Ver Anexo 1). La declinación es $4^{\circ}49'$ que equivale a 4.81° .

Además, se utilizó una brújula para determinar que la orientación respecto al norte magnético es $N 27^{\circ}O$. (Ver Figura 12).

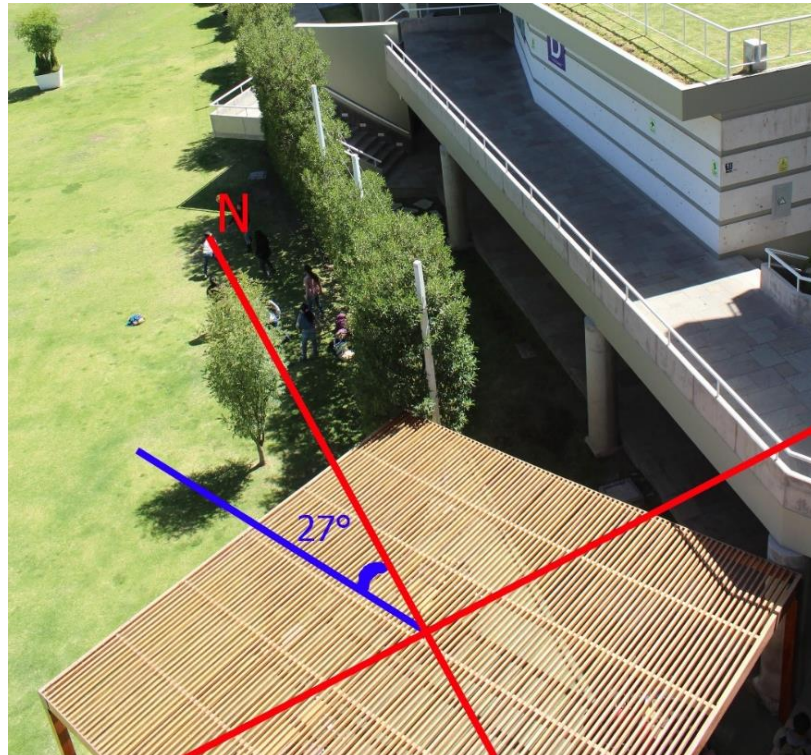


Figura 12: Ángulo de orientación de la estructura respecto del norte magnético.

La orientación de la estructura respecto de la óptima difiere en 31.8° .

9.1.2.3 *Inclinación.*

El techo de la estructura es una superficie horizontal. Se requiere utilizar una estructura de soporte adicional sobre la pérgola para que el generador fotovoltaico tenga una inclinación óptima.

9.1.2.4 Efecto de sombras.

Se ha observado y registrado mediante fotografías la disponibilidad de radiación solar en la superficie de la pérgola teniendo en cuenta los elementos cercanos que pueden generar sombra en la misma. Las fotografías pueden verse en el Apéndice A.

El lugar propuesto para la implementación del sistema fotovoltaico recibe radiación solar libre sombras desde las 09 h 30 min hasta las 16 h 30 min aproximadamente.

9.2 Caracterización de la energía solar incidente

9.2.1 Consideraciones preliminares.

- Para obtener la radiación solar disponible a lo largo del año se ha utilizado la base de datos del software RETScreen.
- Se ha realizado mediciones de radiación solar utilizando un piranómetro y teniendo básicamente dos escenarios: un día de cielo despejado y un día con nubosidad.
- En el Anexo 4 se tiene un mapa de radiación global horizontal a nivel mundial.

9.2.2 Radiación solar diaria horizontal.

Para cuantificar la radiación solar promedio disponible cada mes se ha utilizado la base de datos del software RETScreen. Este software utiliza sus estaciones terrestres meteorológicas instaladas alrededor del mundo para registrar las condiciones meteorológicas; el software ha sido desarrollado por el gobierno de Canadá, el cual cuenta con una base de datos proveniente de NASA Surface.

La ubicación de la estación meteorológica del software se encuentra próxima a la ubicación del sistema fotovoltaico. En la Tabla 4 se pueden ver sus coordenadas geográficas:

Tabla 4

Ubicación de la estación meteorológica y del proyecto

Descripción	Unidad	Ubicación de la estación meteorológica	Ubicación del proyecto
Latitud	°N	-16.330	-16.389
Longitud	°E	-71.570	-71.535

Nota: La estación meteorológica se encuentra dentro del sector urbano e industrial de la ciudad de Arequipa.

En la siguiente Figura 13 se muestra la variación de radiación global horizontal diaria a lo largo del año en la ciudad de Arequipa.

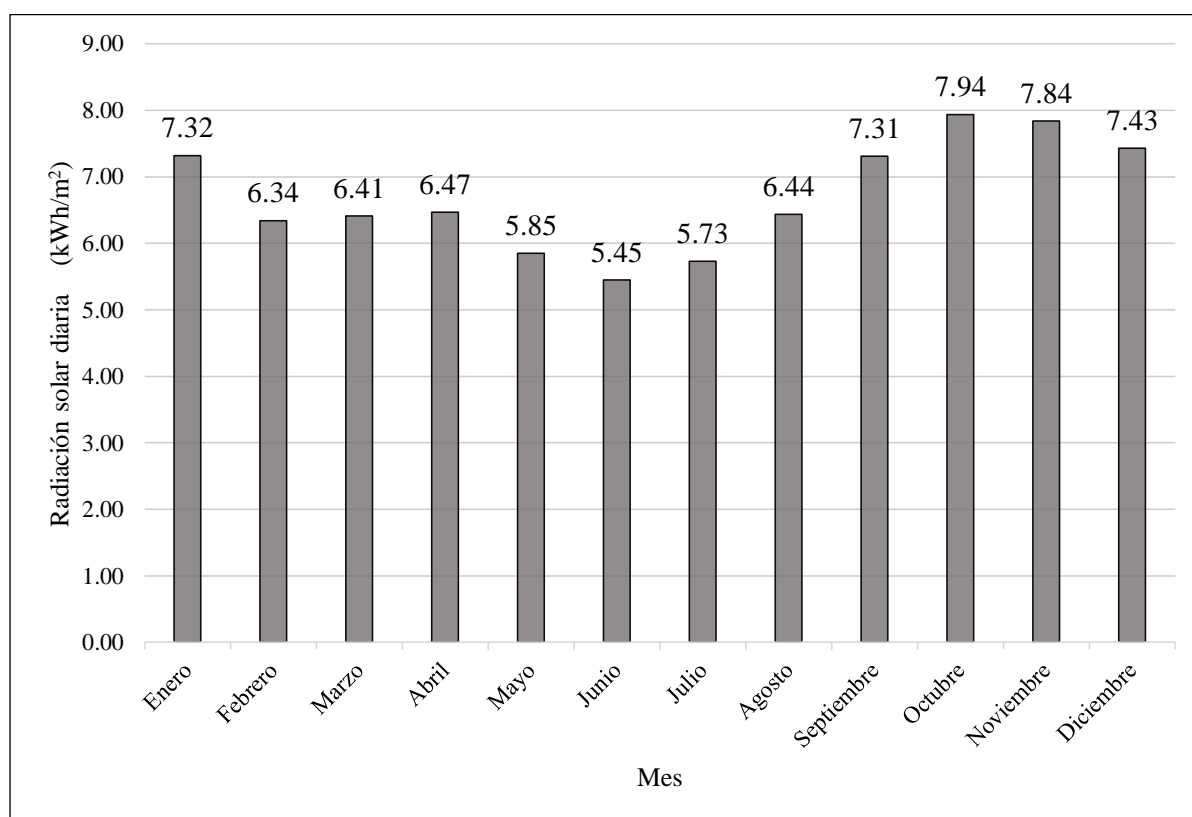


Figura 13. Radiación solar diaria horizontal promedio por mes obtenida del software RETScreen para la ciudad de Arequipa..

9.2.3 Cálculo de Horas Sol Pico (HSP).

Para dimensionar el generador fotovoltaico es necesario determinar el número de HSP. Este valor se obtiene utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Horas sol pico (HSP)} = \frac{\text{Radiación solar diaria horizontal} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right)}{\text{Irradiancia bajo CEM} \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right)} \quad (11)$$

Donde la Irradiancia bajo CEM corresponde a 1000 W/m^2 . La radiación solar horizontal en kWh/m^2 y las HSP son equivalentes. En la Tabla 5 se describe su variabilidad a lo largo del año.

Tabla 5

Horas Sol Pico por mes.

Mes	Radiación solar diaria horizontal (kWh/m^2)	Horas Sol Pico
Enero	7.32	7.32
Febrero	6.34	6.34
Marzo	6.41	6.41
Abril	6.47	6.47
Mayo	5.85	5.85
Junio	5.45	5.45
Julio	5.73	5.73
Agosto	6.44	6.44
Septiembre	7.31	7.31
Octubre	7.94	7.94
Noviembre	7.84	7.84
Diciembre	7.43	7.43

Nota: Las Horas Sol Pico son equivalentes debido a que resulta de dividir cada lectura de radiación mensual entre 1kW/m^2 . La radiación fue obtenida del software RETScreen.

*El mes con menos HSP será considerado como escenario crítico para dimensionar el generador fotovoltaico.

9.2.4 Elevación solar.

Para determinar la distancia mínima que debe existir entre paneles solares es necesario conocer el ángulo de elevación del sol a lo largo del año. Se ha seleccionado el día 21 de cada mes debido a que son los días críticos de cambio de estación. Estos datos se muestran en la Figura 14.

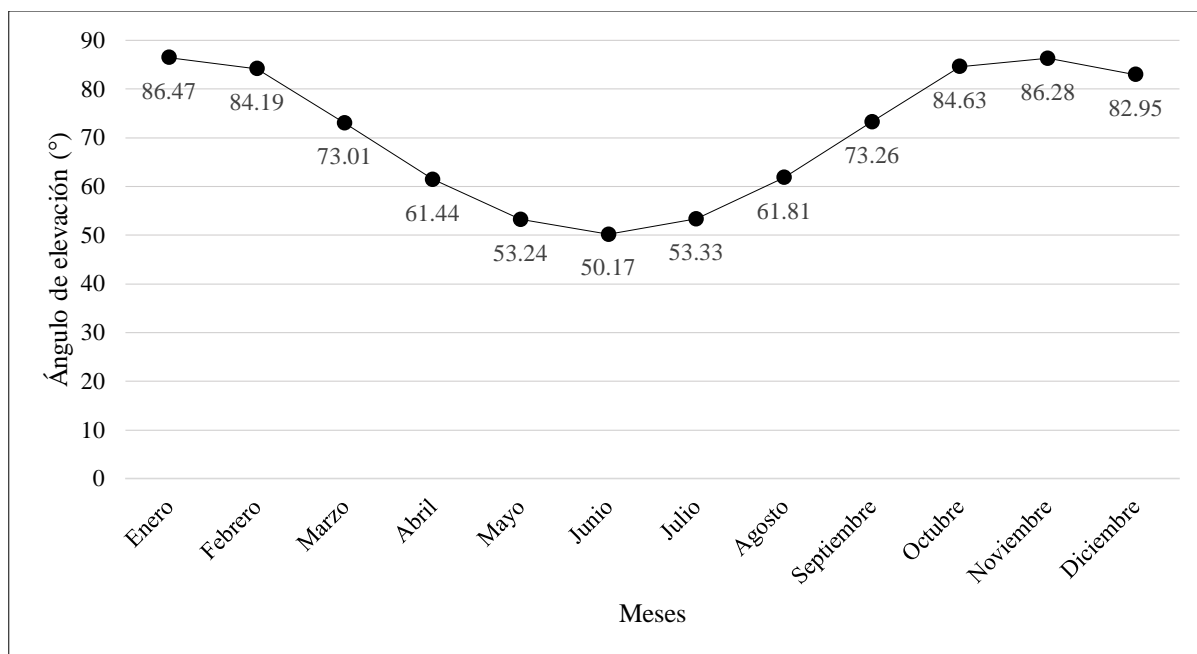


Figura 14. Ángulo de elevación del sol a lo largo del año para la ciudad de Arequipa, datos obtenidos de <http://www.sunearthtools.com>.

*El mes con menor ángulo de elevación del sol permitirá determinar la distancia mínima que debe existir entre paneles.

9.2.5 Medición de radiación solar.

Se registraron las lecturas de radiación solar para los dos escenarios: día con cielo despejado y día con nubosidad. El procedimiento realizado para las mediciones puede verse en el Apéndice B.

La Figura 15 muestra la radiación global de un día con cielo despejado. Alrededor de las 08 h 00 se ha producido variaciones debido a las sombras que generan los elementos cercanos a la estructura.

Este escenario con cielo despejado será considerado el típico anual en la ciudad de Arequipa debido a que la mayor parte del año se cuenta con días de cielo despejado.

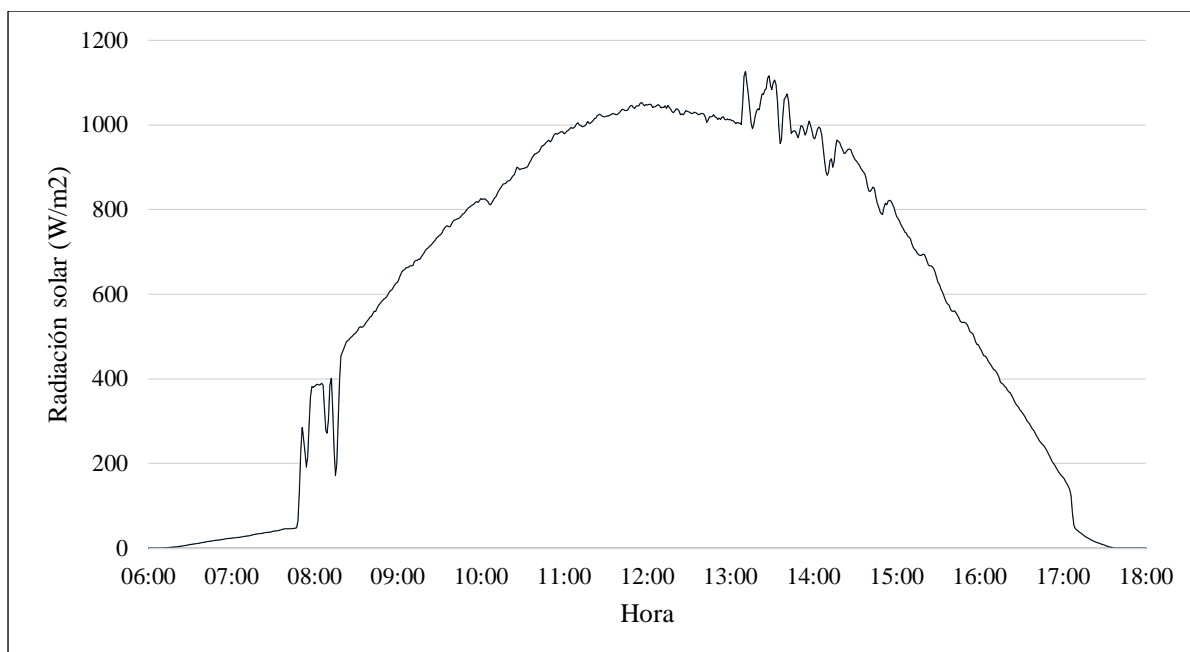


Figura 15. Curva de comportamiento de la radiación solar en un día con cielo despejado. Elaboración propia.

La Figura 16 muestra la radiación global de un día con nubosidad. Se observan constantes variaciones a lo largo del día. Bajo este escenario, el sistema fotovoltaico utilizará la energía almacenada en las baterías.

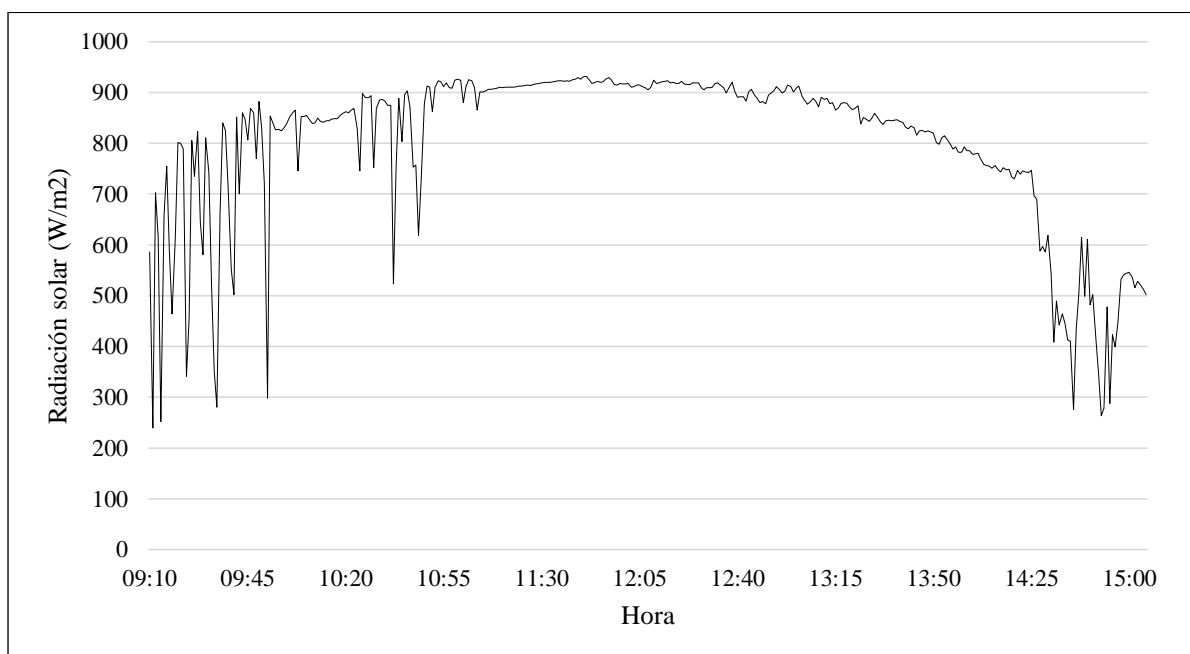


Figura 16. Curva de comportamiento de la radiación solar en un día con nubosidad. Elaboración propia.

Los días con cielo nublado son característicos de los meses de verano en la ciudad de Arequipa. Las actividades académicas en la Universidad se reducen por ser periodo de vacaciones.

9.3 Evaluación del rendimiento y nivel de eficiencia del sistema.

9.3.1 Evaluación del comportamiento de un sistema fotovoltaico aislado.

Para analizar el comportamiento de un sistema fotovoltaico de tipo autónomo, bajo las condiciones de la ciudad de Arequipa, se ha tomado como objeto de pruebas un sistema con las siguientes características:

- Generador fotovoltaico: compuesto de 22 paneles de 90Wp c/u;
- Banco de baterías: 4 baterías de 12 V/ 150 Ah c/u;
- Controlador de 24 V/60 A e inversor de 2000 W.
- Voltaje del sistema: 24 V;
- Cargas: 9 luminarias, 4 laptops y 4 extractores de aire.

Para evaluar su comportamiento se evaluaron las siguientes variables:

- Tensión eléctrica (V);
- Intensidad de corriente (I);
- Potencia eléctrica (W).

El procedimiento para evaluar las variables se encuentra en el Apéndice D. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

La Figura 17 muestra el comportamiento de la intensidad de corriente producida por el generador a lo largo del día, se puede observar que durante la mañana posee variaciones debido a que es bastante sensible a la radiación de sol y presencia de nubes, es decir, que la corriente varía proporcionalmente a la cantidad de radiación disponible. A partir de las 14 h 30 min empieza a decaer porque los elementos cercanos producen sombra, por lo que las baterías deberán suministrar la energía que hace falta.

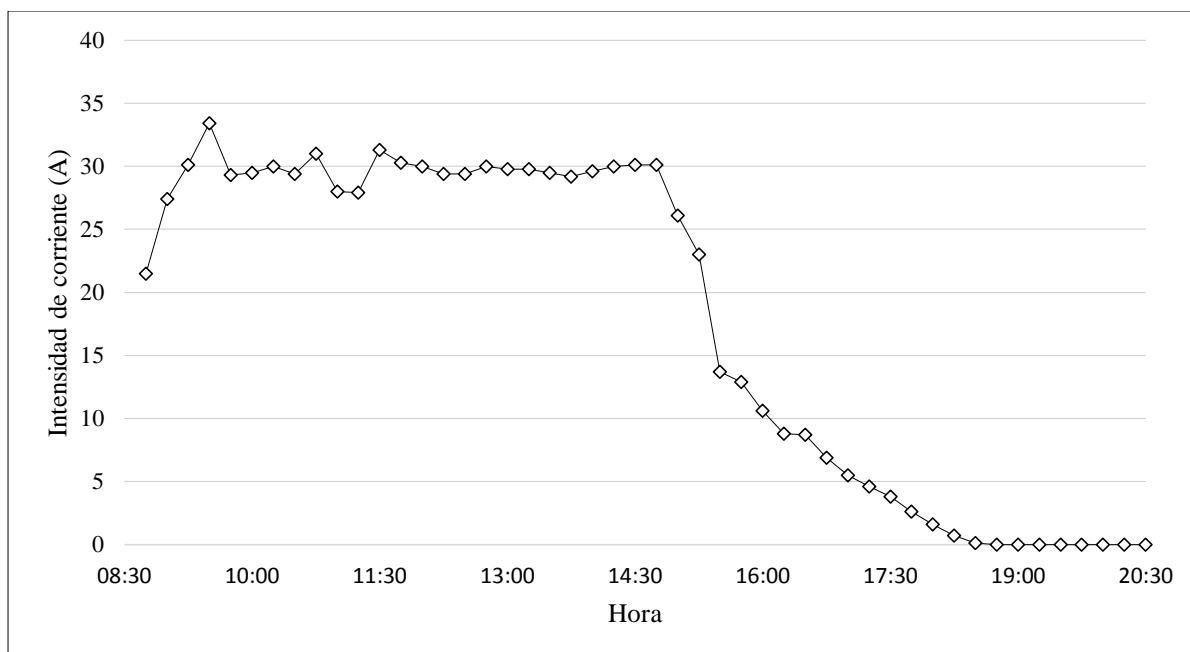


Figura 17. Curva de comportamiento de la corriente producida por el generador en Corriente Directa (DC). Elaboración propia.

La Figura 18 muestra el comportamiento de la tensión eléctrica producida por el generador a lo largo del día. Se observan variaciones debido a que la temperatura en los paneles incrementa, es decir a mayor temperatura, menor es la tensión generada, sin embargo estos valores son superiores a los del voltaje del sistema. A partir de las 16 h 30 min decae hasta llegar a cero debido a que ya no hay radiación solar.

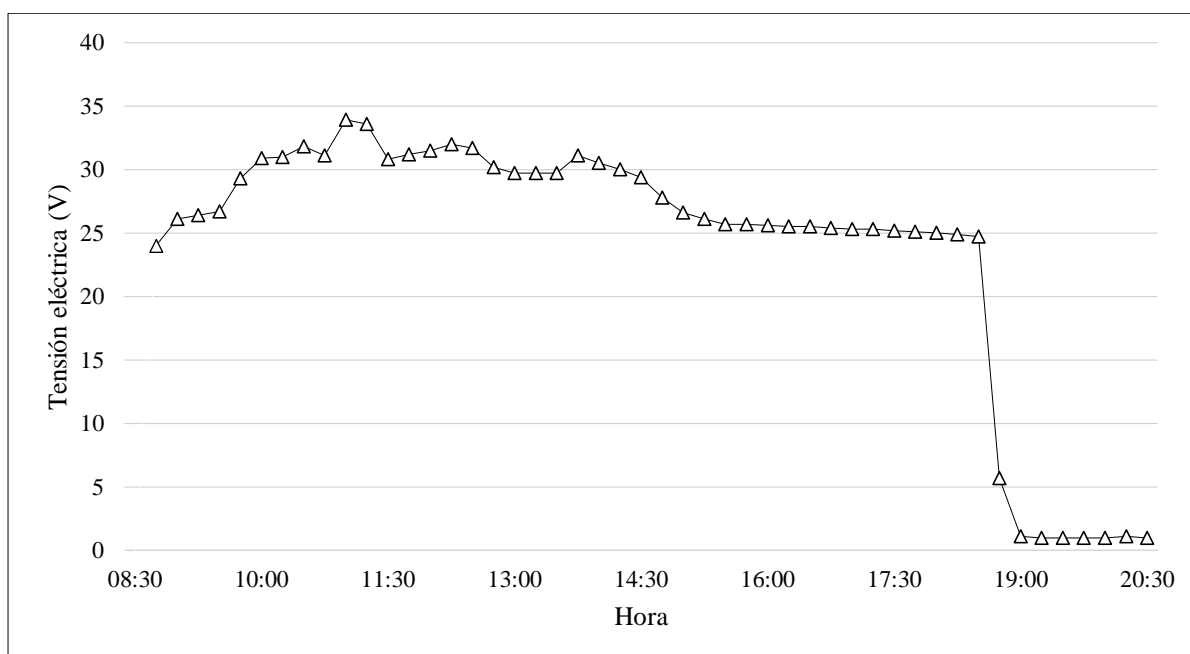


Figura 18. Curva de comportamiento de la tensión eléctrica producida por el generador en DC. Elaboración propia.

La Figura 19 muestra el comportamiento de la corriente eléctrica suministrada por las baterías en el día debido a que el generador no produce la energía suficiente para alimentar a las cargas. Es a partir de las 14 h 30 min que las baterías suministran en mayor proporción energía a las cargas.

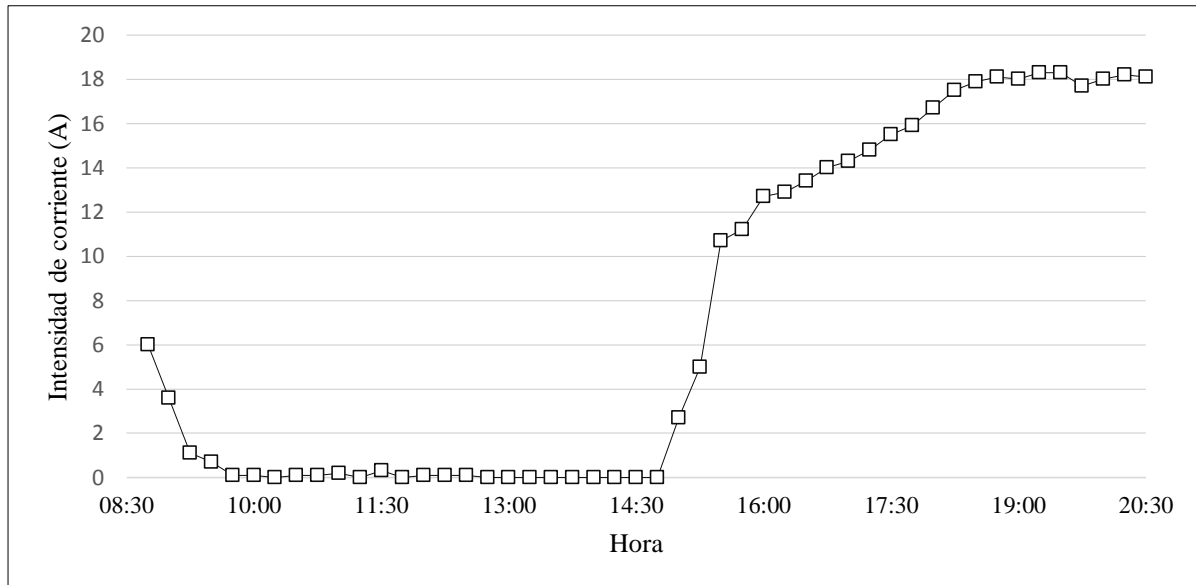


Figura 19. Curva de comportamiento de la corriente eléctrica producida por las baterías en DC. Elaboración propia.

La Figura 20 muestra el comportamiento de la tensión en las baterías, este es constante a lo largo del día debido a que estaba totalmente cargado al empezar el día y su energía no se ha consumido totalmente al final del día.

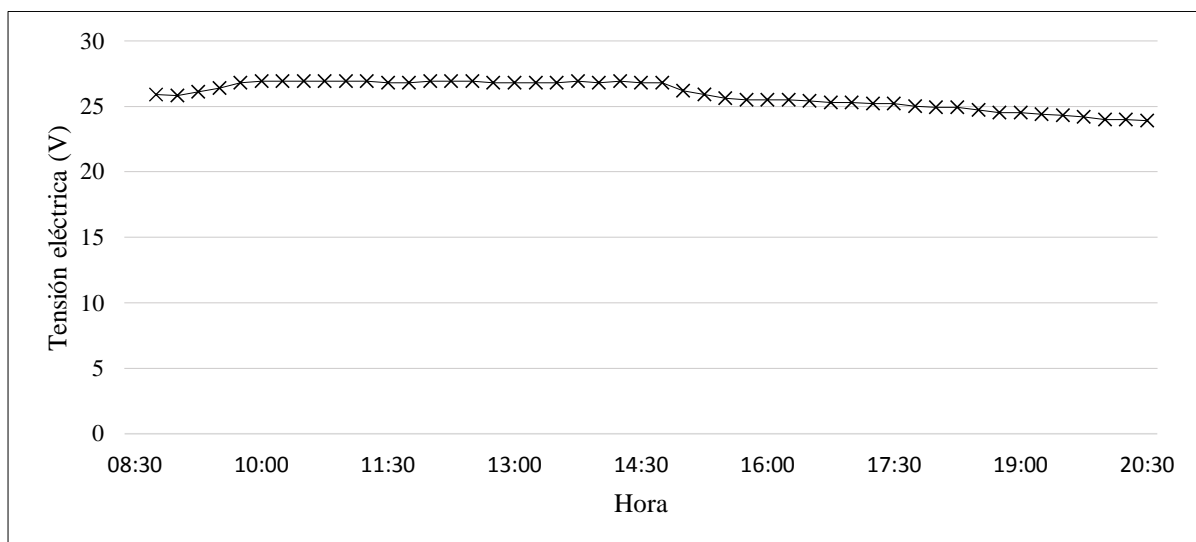


Figura 20. Curva de comportamiento de la tensión eléctrica producida por las baterías en DC. Elaboración propia.

La Figura 21 muestra el comportamiento de la potencia eléctrica suministrada tanto por el generador y las baterías. La corriente eléctrica es el factor que influye su comportamiento debido a que la tensión es casi constante. Se puede observar que las baterías compensan la energía que no puede suministrar el generador a lo largo del día.

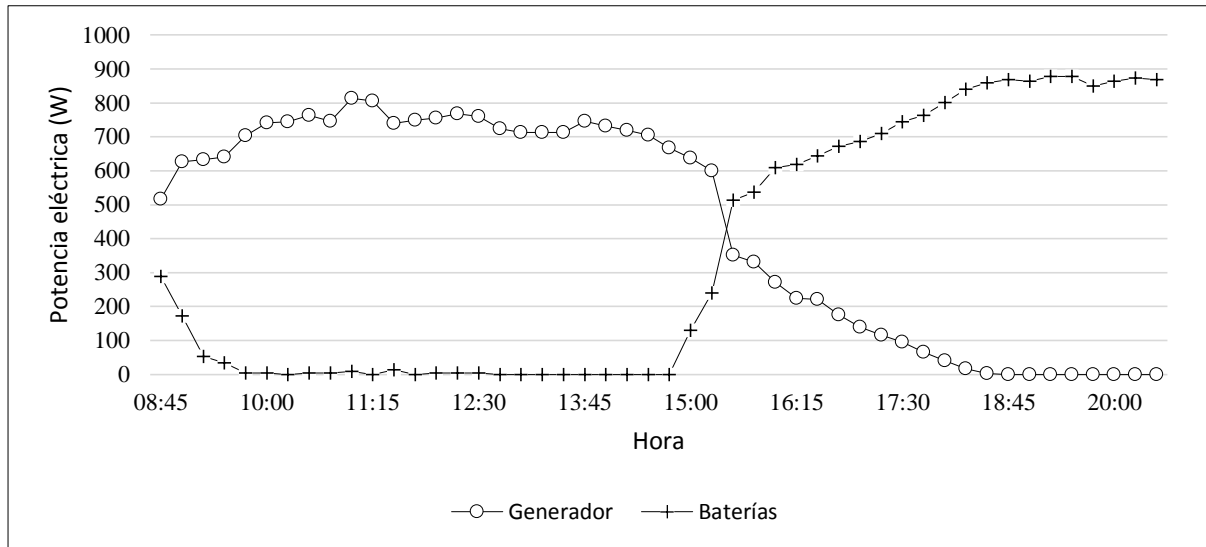


Figura 21. Curva de comportamiento de la potencia eléctrica producida por el generador y las baterías. Elaboración propia.

La Figura 22 muestra el comportamiento de la potencia eléctrica a la salida del inversor. No se produjeron fallas hacia las cargas a lo largo del día a pesar de las variaciones, éstas podrían deberse a un problema en el inversor o al uso de las laptops.

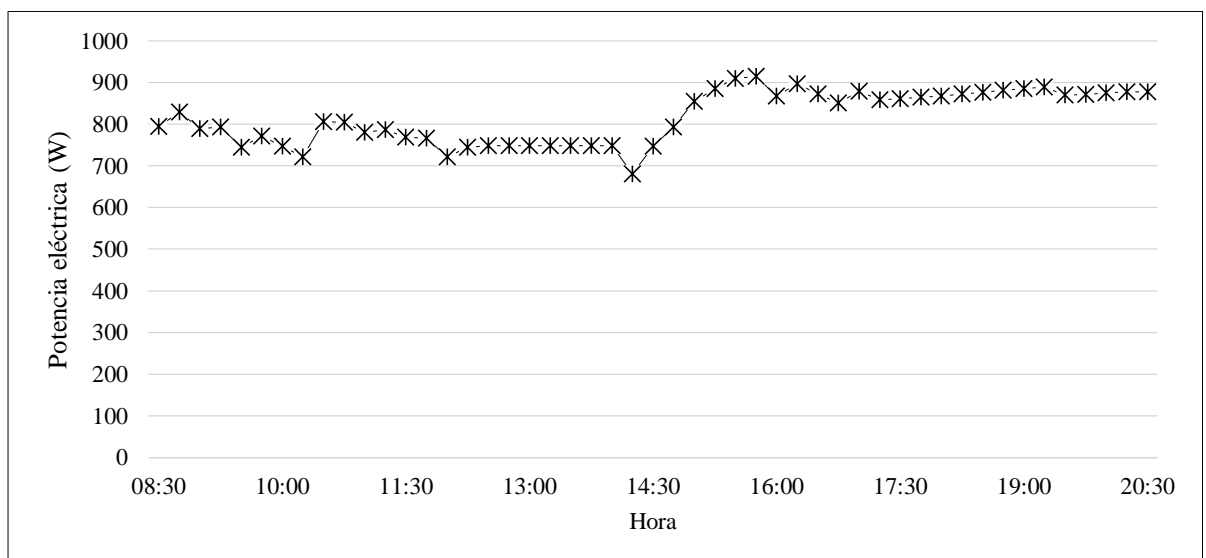


Figura 22. Curva de comportamiento de la potencia eléctrica a la salida del inversor en Corriente Alterna (AC). Elaboración propia.

9.3.2 Evaluación del rendimiento del sistema fotovoltaico.

Para evaluar la eficiencia del sistema fotovoltaico autónomo se han tenido en cuenta los factores que afectan su rendimiento (California Energy Commission, 2001):

9.3.2.1 Influencia de la temperatura en las celdas fotovoltaicas.

Debido a que las celdas fotovoltaicas de cada panel alcanzan una temperatura superior a los 25°C establecidos por las CEM, se producen pérdidas significativas para el sistema.

La eficiencia de las células de silicio cristalino disminuye con el aumento de la temperatura. Mientras que la tensión eléctrica a circuito abierto disminuye, la corriente de cortocircuito incrementa ligeramente (Zondag, 2005). Ver Figura 23.

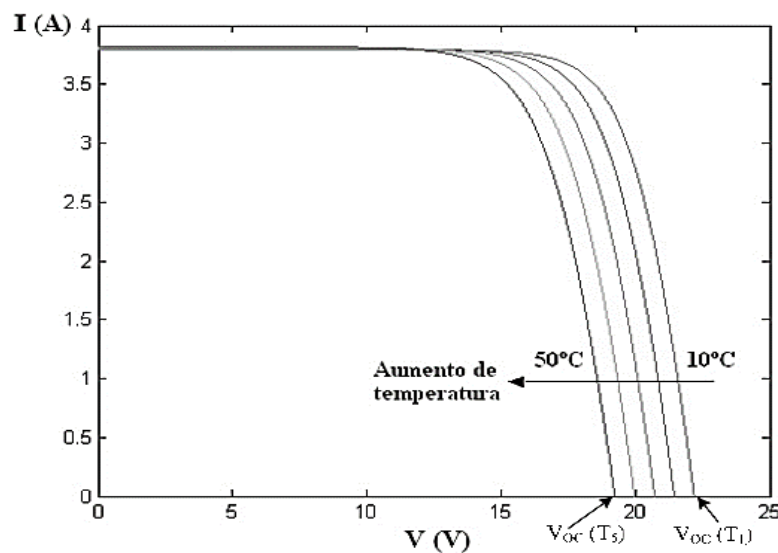


Figura 23. Comportamiento de la corriente y voltaje en el panel fotovoltaico por efecto de la temperatura. Obtenido de Influencia de la temperatura en el generador fotovoltaico por M. Sánchez, 2004.

Se tiene que tener en cuenta el número de celdas/células FV que contengan los paneles a seleccionar. Se estima que la tensión a circuito abierto desciende $-2.45 \text{ mV}/(^{\circ}\text{C}\cdot\text{cel})$ en células de silicio. (Sanchez, 2004)

El panel fotovoltaico seleccionado para el dimensionamiento es de silicio policristalino y cuenta con 72 celdas fotovoltaicas.

Se colocaron termopares tanto en la cubierta superior como inferior de los paneles fotovoltaicos para determinar la temperatura en las celdas. Los resultados se muestran a continuación.

La Figura 24 muestra el comportamiento de la temperatura a la que puede llegar el panel tanto en su cubierta superior como inferior. Se tiene en la cubierta superior una temperatura aproximada de 60°C, mientras que en la cubierta inferior la temperatura es de 50°C.

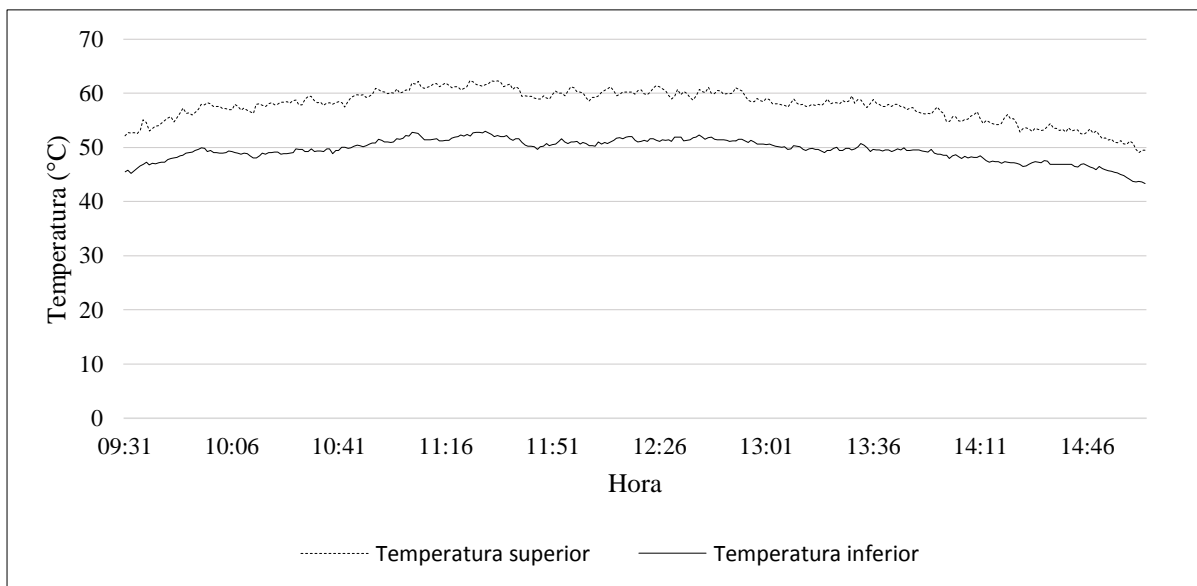


Figura 24. Curva de la temperatura en la cubierta superior e inferior de un panel fotovoltaico. Elaboración propia.

La Figura 25 muestra el comportamiento temperatura promedio en el panel y la radiación global. La temperatura varía en función de la radiación disponible a lo largo del día. Se observa que la temperatura promedio se encuentra entre 50°C y 60°C aproximadamente. El valor máximo de temperatura promedio es de 57.44°C.

El rendimiento de las celdas de silicio cristalinas se ven afectadas por la temperatura a razón de 0.45%/°C cuando la temperatura se eleva a más 25°C en la celda (Zondag, 2005). Por lo tanto, la tensión generada y por ende la potencia generada se ven reducidas en 14.6%.

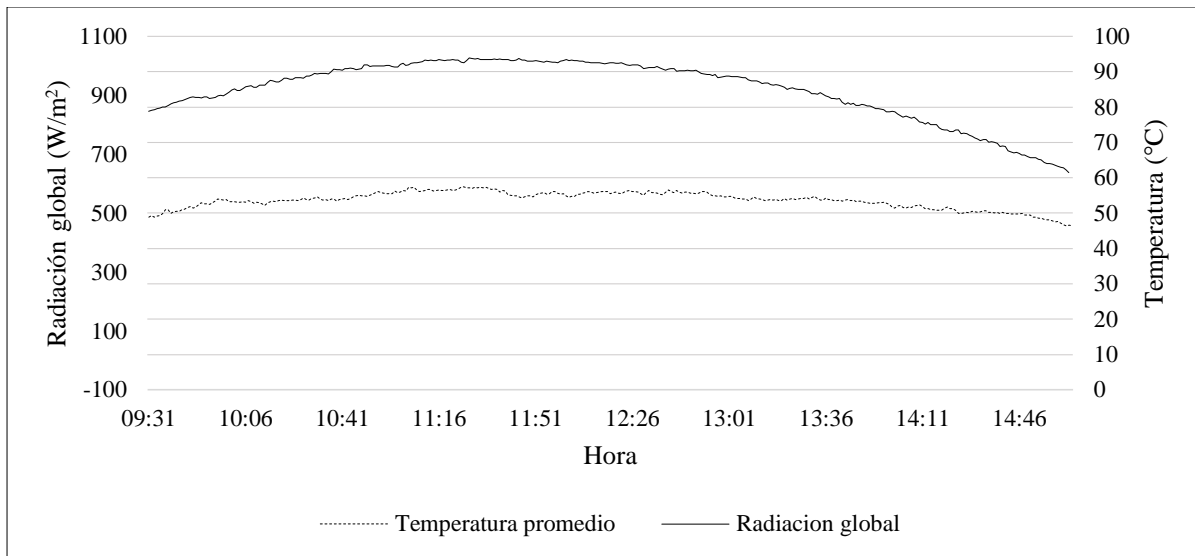


Figura 25. Comportamiento de la temperatura en un panel y radiación global a lo largo de un día. Elaboración propia

Para calcular las pérdidas por temperatura utilizaremos la siguiente ecuación

(Sanchez, 2004):

$$\text{Pérdidas por temperatura(\%)} = \frac{2.45 \text{ mV} \times \text{Nro.celdas} \times (T-25)^{\circ}\text{C}}{V_{\text{máx}}} \quad (12)$$

$$\frac{2.45 \frac{\text{mV}}{^{\circ}\text{C}} \times 72 \times (57.44 - 25)^{\circ}\text{C}}{34.7 \text{ V}} = 16.49\%$$

Se tiene que por efectos de la temperatura, cada panel fotovoltaico no otorgará la potencia pico que ofrece, esta se verá reducida en 16.49%. Es decir, se pierden 42 Watts por cada panel fotovoltaico.

El porcentaje considerado dentro de las pérdidas para dimensionar el generador fotovoltaico es **16.5%**.

9.3.2.2 Influencia de la Orientación e inclinación.

De acuerdo al reglamento técnico *especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500Wp*, adaptado de la *Norma Técnica Universal para instalaciones domésticas* la orientación debe ser hacia el norte y la

inclinación óptima, tomando en cuenta el peor mes de radiación, debe ser el valor de la latitud de la ubicación aumentada en 10° .

Se determinó anteriormente la orientación e inclinación del sistema:

- Orientación: N 31.8° O;
- Inclinación: 16° .

Debido a que la orientación e inclinación no corresponden a las óptimas se producen pérdidas, las cuales pueden cuantificarse reemplazando los valores en la “Ecuación 1”:

$$P(\%) = 100 \cdot [1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (16 - 16 + 10)^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot 31.8^2] = 4.74\%$$

Este porcentaje es considerado dentro de pérdidas para el dimensionamiento del generador fotovoltaico, se asumirá **5%**.

9.3.2.3 Suciedad y polvo.

El polvo y suciedad pueden acumularse en la superficie del módulo solar, bloqueando el paso de la radiación solar a las celdas fotovoltaicas. (California Energy Commission, 2001). Para evitar estas pérdidas se debe planificar una limpieza periódica de los paneles.

9.3.2.4 Pérdidas por regulador e inversor.

Regulador/controlador de carga: Para seleccionar el controlador de carga del sistema se tienen en cuenta las siguientes consideraciones tomadas de una comparativa desarrollada por EnerNaval:

- Se utilizan ampliamente en el mercado fotovoltaico dos tipos de controladores de carga: PWM y MPPT;
- Los controladores PWM son, en esencia, un interruptor que conecta los paneles solares a la batería. El resultado es que la tensión de dichos paneles descenderá a valores cercanos de la tensión de la batería. Mientras que los controladores MPPT

son más sofisticados y más caros. Ajusta su voltaje de entrada para conseguir la máxima potencia del panel solar y luego transformar esta energía para suministrar un voltaje variable requerido por la batería, así como para la carga;

- El controlador de carga PWM es una buena solución para sistemas menores, cuando la temperatura de la placa solar es entre moderada y alta (entre 45°C y 75 °C). Tiene un rendimiento similar a un MPPT;
- El controlador MPPT recogerá mucha más energía cuando la temperatura del panel solar sea baja (por debajo de 45 °C), o muy alta (por encima de 75 °C), o cuando la irradiación sea muy baja.

De acuerdo a las características de operación del sistema propuesto y los puntos mencionados anteriormente, cualquiera de los dos tipos de controladores puede ser seleccionado. Se tendrá en cuenta la disponibilidad en el mercado y los costos. Se considera que el controlador mantiene un voltaje constante de 48 V entre generador y baterías.

El generador fotovoltaico en su arreglo en serie ofrece un voltaje máximo de 69.4 V, el cual al llegar al controlador de carga se reduce a 48 V debido a que ese es el voltaje de las baterías. Por lo tanto se produce una pérdida significativa.

Para cuantificar la energía que se aprovecha de todo el generador fotovoltaico utilizamos la siguiente relación

$$\frac{\text{Voltaje del sistema}}{\text{Voltaje de los paneles en serie}} = \frac{48 \text{ V}}{69.4 \text{ V}} = 69.16\% \quad (13)$$

Entonces, de los 255 Wp que ofrece cada panel fotovoltaico solo se aprovechan 176.3 Watts como máximo en el caso se utilice un controlador de tipo PWM.

Sin embargo se ha podido conseguir un regulador de tipo MPPT en el mercado. El aprovechamiento de energía de cada panel llega a ser de 79.325%, es decir 202.3 Watts (se consideran las pérdidas producidas por temperatura, orientación e inclinación en el panel).

Inversor de corriente: En el proceso de conversión de corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) que realiza el inversor, se generan pérdidas debido a su eficiencia.

Para determinar estas pérdidas se tiene en cuenta la ficha técnica del inversor (Ver Anexo) el cual establece una eficiencia de hasta 94%. Sin embargo, el dimensionamiento se ha considerado una eficiencia de 90% para el cálculo del factor de rendimiento global.

Todos los factores que afectan el rendimiento del sistema se encuentran dentro del porcentaje establecido para el cálculo de factor de rendimiento global ($R=0.74357$). Las pérdidas por regulador de carga han sido consideradas en el dimensionamiento.

9.4 Diseño del sistema fotovoltaico

9.4.1 Consideraciones preliminares.

El Instituto de Energía y Medio Ambiente de la Universidad cuenta con paneles fotovoltaicos. Se ha tomado en cuenta las características de uno de estos para seleccionar el tipo de panel a utilizar. Ver Anexo 2.

Se ha seleccionado el mes con menor HSP como escenario crítico para el dimensionamiento del generador fotovoltaico.

9.4.2 Cálculo de la demanda energética.

Debido a que la ubicación del sistema fotovoltaico será dentro de una universidad se han considerado los siguientes dispositivos como receptores de la energía generada por el sistema.

- Laptop;
- Tablet;
- Celular.

Los dispositivos podrán ser utilizados desde las 08 h 00 hasta las 18 h 00. Para establecer este horario se ha tenido en cuenta principalmente la temperatura del medio, es decir, antes y después de este horario los alumnos van a preferir hacer uso de sus dispositivos dentro de las instalaciones de la Universidad y no a intemperie, que es donde se ubica la estructura.

Además, se contará con luminarias de tipo LED. Estas fueron dimensionadas con ayuda del software DIALux. Se utilizarán 6 luminarias LED de 39.8 W cada una. Para detalles ver el Apéndice C.

Las luminarias LED podrán ser utilizadas desde las 17 h 00 hasta las 21 h 15 min. Se considera este horario debido a la cercanía del ocaso a las 17 h 00 y el fin de actividades académicas a las 21 h 15 min.

Como se mencionó anteriormente, la cantidad máxima dispuesta por la Universidad fue 24 unidades. La Tabla 6 muestra la potencia de consumo en Watt hora de cada carga.

Tabla 6

Potencia de consumo en Wh por cada carga

CARGAS				
Descripción	Potencia de consumo (W)	Cantidad (Unid.)	Horas de funcionamiento	Potencia Total (Wh)
Laptop	90.0	24	10.00	21 600.00
Tablet	15.0	24	10.00	3 600.00
Celular	10.0	24	10.00	2 400.00
Luminaria LED	39.8	6	4.25	1 014.90

Nota: El consumo de la laptop también considera si tuviera un celular o tablet conectado. Elaboración propia.

Se ha considerado un escenario crítico donde se utilizan 24 laptops (debido a que requieren más energía que el resto de dispositivos) en simultáneo. Las luminarias también

funcionan independientemente de los dispositivos. Todas las cargas utilizarán energía en corriente alterna (AC).

El valor de total de potencia determinado en la Tabla 7 será considerado como el valor de consumo energético teórico.

Tabla 7

Consumo total en Wh para dimensionamiento

Cálculo de demanda energética				
CARGAS				
Descripción	Potencia de consumo (W)	Cantidad (Unid.)	Horas de funcionamiento	Potencia Total (Wh)
Laptop	90.0	24	10.00	21 600.00
Luminaria LED	39.8	6	4.25	1 014.90
Total de potencia (Wh)				22 614.90

Nota: Elaboración propia.

9.4.3 Cálculo de factor de corrección de consumo para dimensionamiento.

Se ha considerado un factor de sobredimensionamiento para que se asegure el correcto funcionamiento del sistema.

El reglamento técnico peruano *especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural* precisa que el tamaño y las características del sistema deben asegurar que la energía producida durante el peor mes, como mínimo, sea igual a la requerida por las cargas especificadas. Es decir el factor de sobredimensionamiento es 1.

Sin embargo, se ha considerado calcular un coeficiente de sobredimensionamiento a partir de determinar un factor de rendimiento global denominado factor R.

Según el reglamento técnico “especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural”, el banco de baterías debe permitir entre 2 y 4 días de autonomía.

Se escogió 2 días de autonomía debido a las condiciones meteorológicas de la ciudad de Arequipa y a los costos.

A continuación se procede al cálculo del factor R reemplazando los valores de la “Ecuación 4”:

$$R = (1 - 0.1 - 0.1 - 0.05) \left(1 - \frac{0.005}{0.7} \times 2\right) = \mathbf{0.739285}$$

Entonces el consumo energético efectivo utilizando la “Ecuación 3” es:

$$E = \frac{22\,614.9 \text{ Wh}}{0.739} = \mathbf{30590.2325 \text{ Wh}}$$

9.4.4 Selección del voltaje del sistema.

El voltaje de funcionamiento seleccionado para un sistema fotovoltaico depende de los requisitos de voltaje de las cargas y de la corriente total. Se recomienda que la corriente se mantenga por debajo de 20 con un límite de 100 amperios para cualquier sección del sistema. Mantener la corriente por debajo de estos niveles recomendados permitirá el uso de cables eléctricos estándar y comúnmente disponibles. Para una demanda mayor a 5000 Watts se debe utilizar un voltaje igual o superior a 48. (Sandia National Laboratories, 1995).

Voltaje del sistema seleccionado: **48V**.

9.4.5 Cálculo del consumo efectivo en Amperios hora (Ah).

Este cálculo resulta de la división del consumo efectivo en Wh y el voltaje del sistema seleccionado. Teniendo en cuenta que el voltaje del sistema es 48, se procede a determinar el consumo efectivo en amperios-hora (Ah) utilizando la “Ecuación 5”:

$$\text{Consumo efectivo en Ah} = \frac{30590.2325 \text{ Wh}}{48 \text{ V}} = \mathbf{637.3 \text{ Ah}}$$

9.4.6 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.

Para el cálculo de número de paneles fotovoltaicos necesarios se utiliza la “Ecuación 6”. El consumo efectivo en Ah y las HSP fueron determinadas anteriormente. $P_{\text{máx}}$ corresponde a la potencia máxima del panel fotovoltaico. El valor de $P_{\text{máx}}$ a considerar es de 255 Wp. de acuerdo a las características del panel seleccionado.

Entonces el número de paneles necesarios es:

$$\text{Nro de paneles} = \frac{30590.2325 \text{ Wh}}{5.45\text{h} \times 255\text{W} \times 0.835 \times 0.95} = 27.74 \approx \mathbf{28}$$

Debido a que el voltaje máximo del panel es 34.7 V y el voltaje del sistema es 48 V, se requiere hacer una conexión en serie en los paneles para alcanzar dicho voltaje.

9.4.7 Dimensionamiento de banco de baterías.

Para el cálculo del número total de baterías necesarias para el sistema se requiere conocer la cantidad necesaria de baterías en paralelo y serie.

El consumo efectivo en Ah, N y PD fueron determinados anteriormente. La capacidad en Ah de la batería dependerá de la batería a seleccionar. Se ha considerado una batería de 12V/250Ah.

Reemplazando las “Ecuaciones 8, 9, 10” el número de baterías necesarias son:

$$\text{Nro. bat. en paralelo} = \frac{637.3 \text{ Ah} \times 2}{250 \text{ Ah} \times 0.7} = 7.3 \approx 8$$

$$\text{Nro. bat. en serie} = \frac{48 \text{ V}}{12 \text{ V}} = 4$$

$$\text{Nro. bat. total} = 8 \times 4 = \mathbf{32}$$

9.4.8 Selección del regulador/controlador de carga.

Para seleccionar el regulador/controlador de carga es necesario determinar una tensión y corriente de operación. La tensión será igual al voltaje del sistema, es decir **48 V**. Para determinar la corriente de operación se utilizó la “Ecuación 7”:

$$I \text{ de controlador} = 14 \times 8.04 \text{ A} \times 1.25 = \mathbf{140.7 \text{ A}}$$

9.4.9 Cálculo del inversor de corriente.

Para seleccionar el inversor de corriente es necesario considerar un escenario crítico, es decir, en un momento determinado todas las cargas estarán conectadas al sistema fotovoltaico. Debido a que tanto dispositivos y luminarias pueden funcionar a la vez en un periodo de tiempo es necesario considerar un consumo total.

A continuación se determina este consumo crítico:

$$24 \text{ dispositivos} \times 90\text{W} + 6 \text{ luminarias} \times 39.8 \text{ W} = \mathbf{2398.8 \text{ W}}$$

9.4.10 Disposición del generador fotovoltaico.

Se debe elegir una adecuada disposición del generador fotovoltaico para que los 28 paneles fotovoltaicos puedan ser instalados sobre la estructura de la pérgola.

De acuerdo a la norma técnica universal para sistemas fotovoltaicos domésticos el ángulo de inclinación debe optimizar la captación de energía solar durante el peor mes, es decir el mes con la peor relación entre los valores diarios de la irradiación y el consumo, ambos en media mensual. Generalmente puede suponerse que la demanda de los usuarios es constante, lo que lleva a la ecuación:

$$\text{Inclinación}(\text{°}) = \text{MAX} (|L| + 10\text{°}) \quad (14)$$

Donde L es la latitud del lugar, es decir 16.389° . Entonces la inclinación de los paneles debería ser aproximadamente 26° . Sin embargo, se seleccionará una inclinación de 16° por las siguientes razones:

- Para no afectar la estética de la infraestructura del Universidad, la altura del generador no debe superar 140 cm. Con un arreglo de los paneles a 26° de inclinación se supera esta altura. En cambio a una inclinación de 16° , no.
- El reglamento técnico también establece que una variación de 10° en la inclinación tiene una pequeña influencia en la captación de radiación solar, por lo que seleccionar una inclinación de 16° no producirá grandes pérdidas.

Posteriormente se estimarán las pérdidas por inclinación.

- Se estima que variaciones en 15° en la inclinación generan pérdidas de 5% en la captación de radiación solar (A. Duffie & A. Beckman, 2013). Entonces, a una variación de 10° se tendría una pérdida de 3.3% aproximadamente. Este valor puede estar contemplado dentro del coeficiente por pérdidas varias al momento de calcular el factor de rendimiento global.

La disposición que se presenta a continuación es la que mejor se adapta a las necesidades del sistema. Se debe tener en cuenta que el generador requiere una estructura de soporte para contener los paneles fotovoltaicos.

Se ha determinado colocar 4 filas de 7 paneles cada una para alcanzar a instalar los 28 paneles requeridos para el generador del sistema. La Figura 26 muestra la disposición de los 7 paneles en la fila. La fila de 7 paneles ocupará 6.94 m, teniendo 0.18 m a cada lado de espacio libre en la estructura.

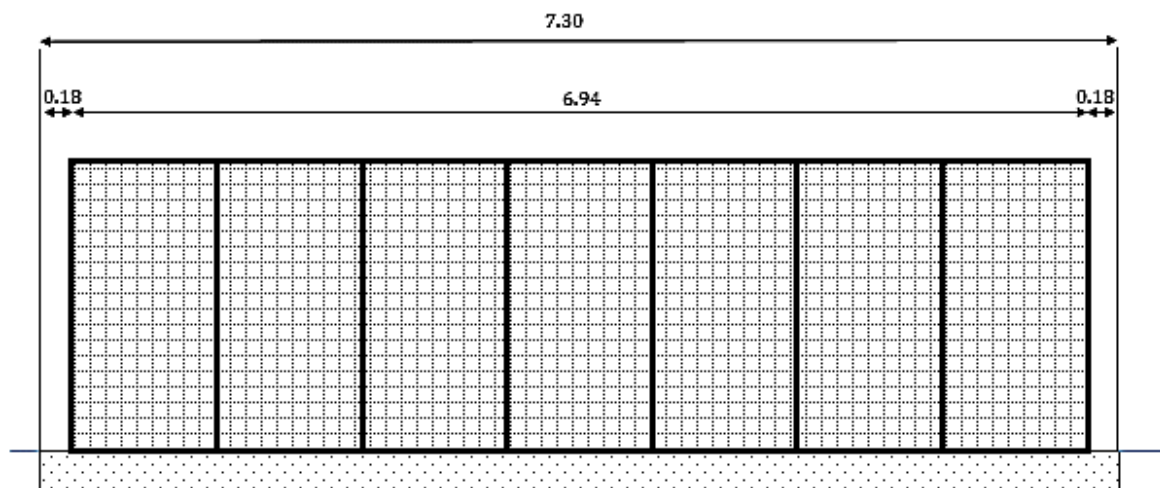


Figura 26. Dimensiones de la disposición de paneles por filas. Una fila contiene 7 paneles. Elaboración propia.

Para disponer las 4 filas se tiene que calcular la distancia mínima que debe existir entre cada fila para que no se generen sombras. En la Figura 27 se muestran las variables a considerar para determinar la distancia.

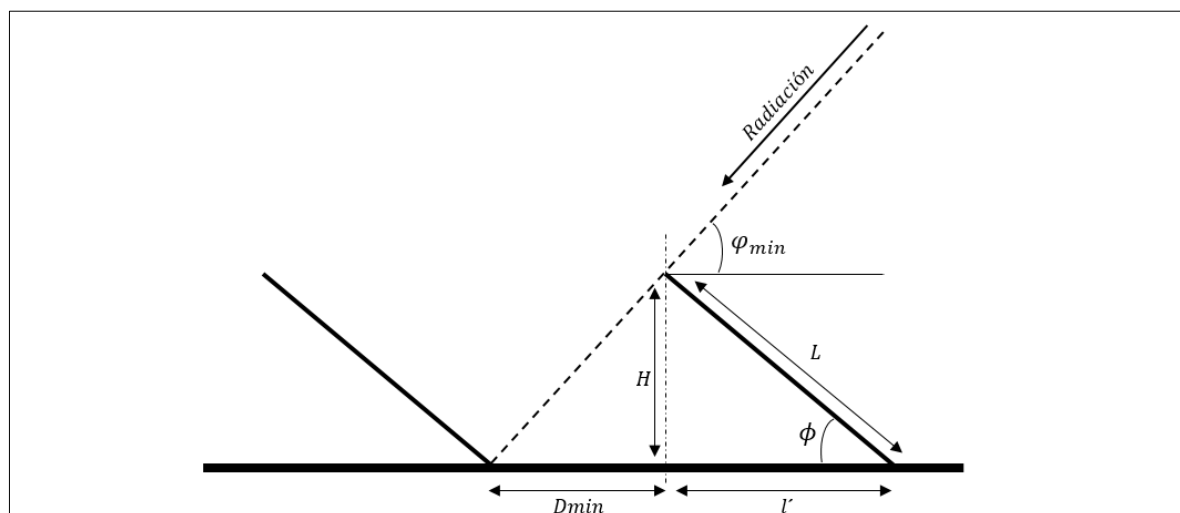


Figura 27: Esquema para el cálculo de distancia entre paneles. Adaptado de <http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/componentes.htm>.

Donde:

Φ : Ángulo de inclinación del panel, cuyo valor es 16° ;

L: Largo del panel, su longitud es 1.956 m;

H: Altura del panel inclinado, es 0.54 m;

l' : Largo del panel inclinado, es 1.88 m;

φ_{\min} : Ángulo de altura solar mínima, resulta de restar al ángulo de altura máxima solar (90°) la declinación terrestre (23.45°) y la latitud del lugar (16.389°), es decir 50.16° .

Se ha considerado colocar las cuatro filas de paneles de manera escalonada y a mitad de altura para reducir la distancia mínima como se muestra en la Figura 28.

Para el cálculo de distancia mínima entre filas de paneles se utiliza la siguiente ecuación:

$$D_{\min} = \frac{H}{\tan \varphi_{\min}} \quad (15)$$

$$\frac{0.54 \text{ m}}{\tan(50.16^\circ)} = 0.23 \text{ m}$$

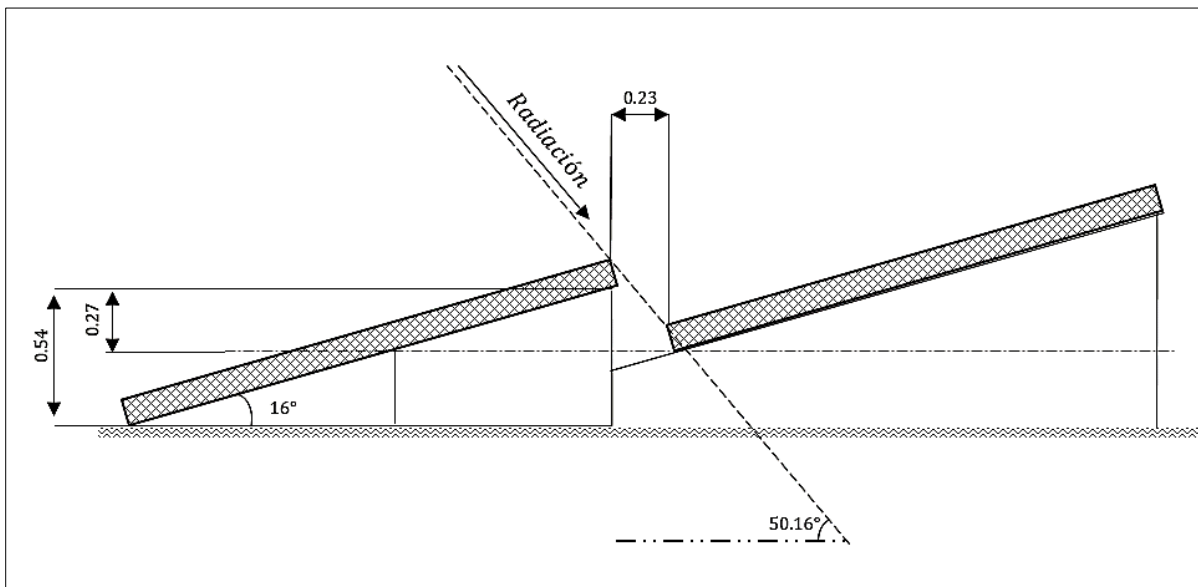


Figura 28: Esquema de disposición de paneles por columnas. Elaboración propia.

La Figura 29 muestra la disposición de las cuatro filas de paneles fotovoltaicos. En la parte anterior de la estructura se sobresale 0.3 m y en la parte posterior 0.51 m . La altura máxima de la estructura será de 1.35 m .

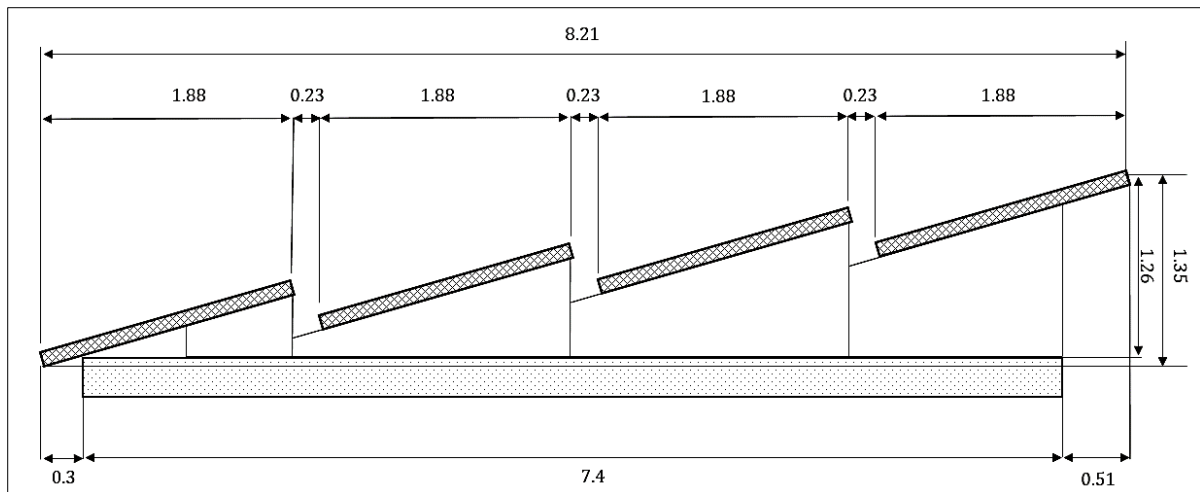


Figura 29. Esquema de la disposición de paneles fotovoltaicos por columnas. Elaboración propia.

9.4.11 Optimización del dimensionamiento del sistema.

Se ha considerado optimizar el dimensionamiento del sistema, principalmente en el banco de baterías bajo los siguientes criterios:

- El clima en la ciudad de Arequipa es seco y con escasa nubosidad. Son 300 días de sol al año (Konrad Adenauer Stiftung, 2014);
- La presencia de días continuos con cielo nublado se manifiesta generalmente entre los meses de enero y marzo;
- Las actividades académicas regulares en la Universidad concluyen en diciembre y empiezan en marzo;
- La normativa técnica peruana referida a sistemas fotovoltaicos está enfocada a proyectos de electrificación rural (lugares donde se consideran varios días de autonomía por las características climatológicas del lugar) y sistemas fotovoltaicos de capacidad reducida (sistemas de hasta 500 Wp. El sistema propuesto es de 7 140 Wp);
- El costo de las baterías es elevado.

En base a los criterios mencionados se ha considerado disminuir el número de días de autonomía, lo cual afectará directamente a reducir el número de baterías necesarias.

Se ha considerado ofrecer un día de autonomía más la energía de respaldo necesaria para un día con cielo despejado (escenario considerado típico en la ciudad de Arequipa). La energía de respaldo es la que otorga el banco de baterías al sistema debido a que en determinados periodos del día la radiación solar no es suficiente para que los paneles generen la cantidad de electricidad requerida por las cargas. Se tiene en cuenta que esta variación en el número de días de autonomía no reduce el número de paneles fotovoltaicos necesarios para el generador.

Para determinar la energía de respaldo necesaria se requiere conocer cuanta es la energía que produce el generador fotovoltaico a lo largo del día, para lo cual se tienen las siguientes consideraciones:

- La energía producida por el generador es directamente proporcional al nivel de radiación solar, por lo cual varía a lo largo del día;
- Cada panel fotovoltaico generara su máxima potencia cuando la radiación sea 1000 W/m^2 o superior, de acuerdo a las CEM;
- Los paneles no van a generar la potencia pico especificada debido a que la tensión eléctrica que producen está regulada por el voltaje del sistema. Es decir, la potencia máxima del generador resulta del producto de la corriente máxima especificada en los paneles, el número de paneles conectados en paralelo y el voltaje del sistema;
- Se ha tomado como referencia las mediciones de radiación solar para el escenario de un día con cielo despejado.

A partir de lo antes mencionado se procede a calcular la energía producida por el generador.

La potencia máxima a producir por el generador se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_{\text{máx}} = P_{\text{pico}} \times \text{pérdidas} \times \text{Nro de paneles} \quad (16)$$

$$P_{\text{máx}} = 255 \times 0.835 \times 0.95 \times 28 = 5\,663.8 \text{ W}$$

Sin embargo, a este valor se le debe multiplicar el factor de rendimiento global para determinar la energía que llegará a las cargas. Se considera un valor de 0.74 para el factor debido a que el número de días de autonomía será un valor entre 1 y 2.

$$P_{\text{máx efectiva}} = 5663.8 \times 0.74 = \mathbf{4191.212 \text{ W}}$$

Entonces, el generador producirá 4191.212 Watts cada vez que exista una radiación superior a 1000 W/m^2 , por lo cual obtenemos una relación de 4.19 Watts producidos por cada unidad de W/m^2 de radiación solar disponible. En la Figura 30 se observa la energía producida por el generador a lo largo del día.

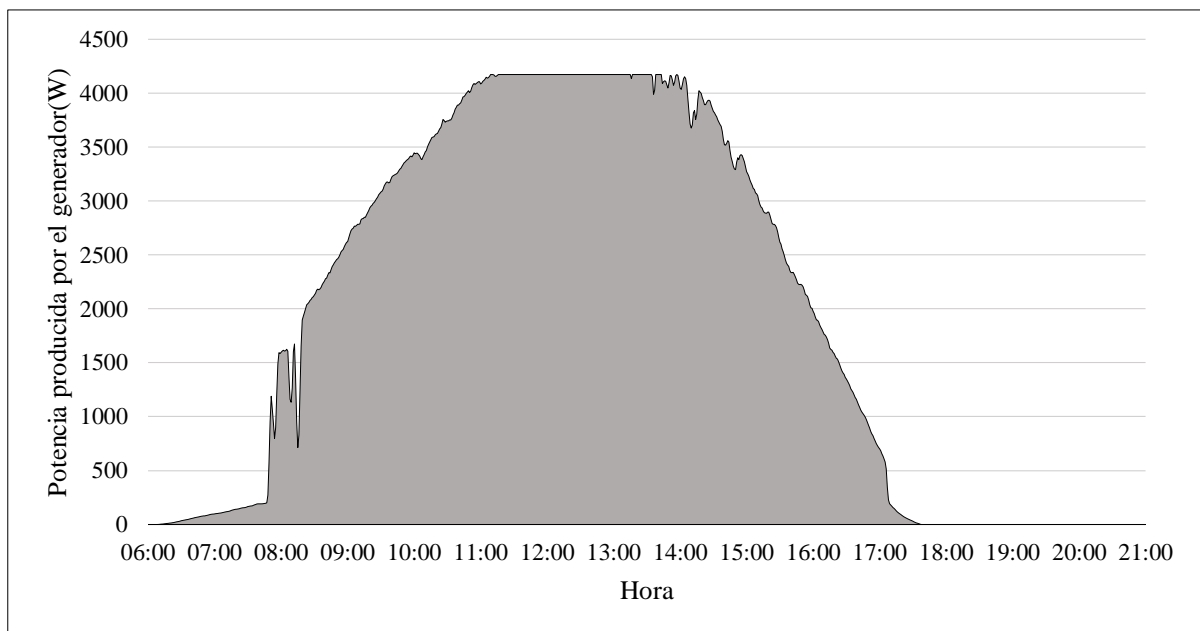


Figura 30. Energía producida por el generador a lo largo de un día. Elaboración propia.

La Figura 31 muestra la comparación entre el consumo energético de las cargas a lo largo del día y la energía producida por el generador. Se observa que entre las 08 h 00 y las 09 h 00 la energía producida por el generador no es suficiente, por lo cual se requerirá energía

del banco de baterías, de igual manera se da este comportamiento después de las 16 h 00. Entre las 09 h 00 y las 16 h 00 se produce energía que excede a la demanda, esta energía permitirá cargar las baterías.

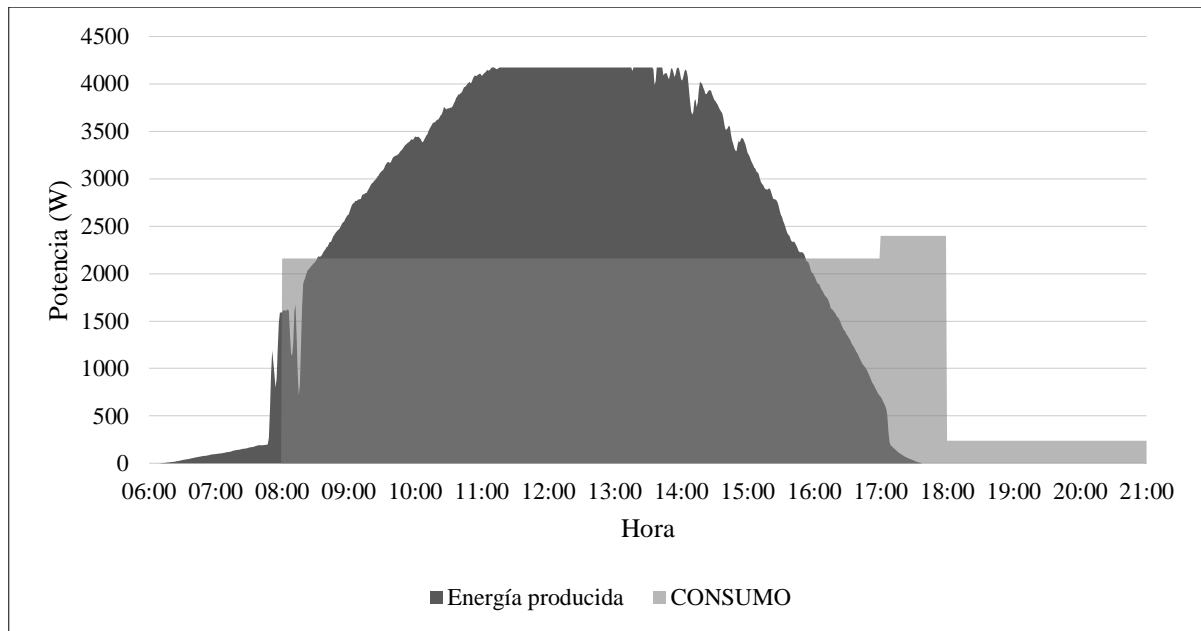


Figura 31. Comparación entre el consumo y la energía generada. Elaboración propia.

Teniendo en consideración que la ubicación del generador fotovoltaico está libre de sombras desde las 09 h 30 min hasta las 16 h 30 min aproximadamente y la gráfica anterior se procede a calcular la energía de respaldo necesaria.

La Figura 32 muestra la energía de respaldo necesaria a lo largo del día. Se ha calculado que se requieren 3240 Wh de energía entre las 08 h 00 y las 09 h 00, luego desde las 16 h 00 hasta las 21 h 15 min se requieren 4494 Wh aproximadamente. Durante el segundo bloque es cuando se requiere mayor energía, por ende, se producirá una mayor descarga.

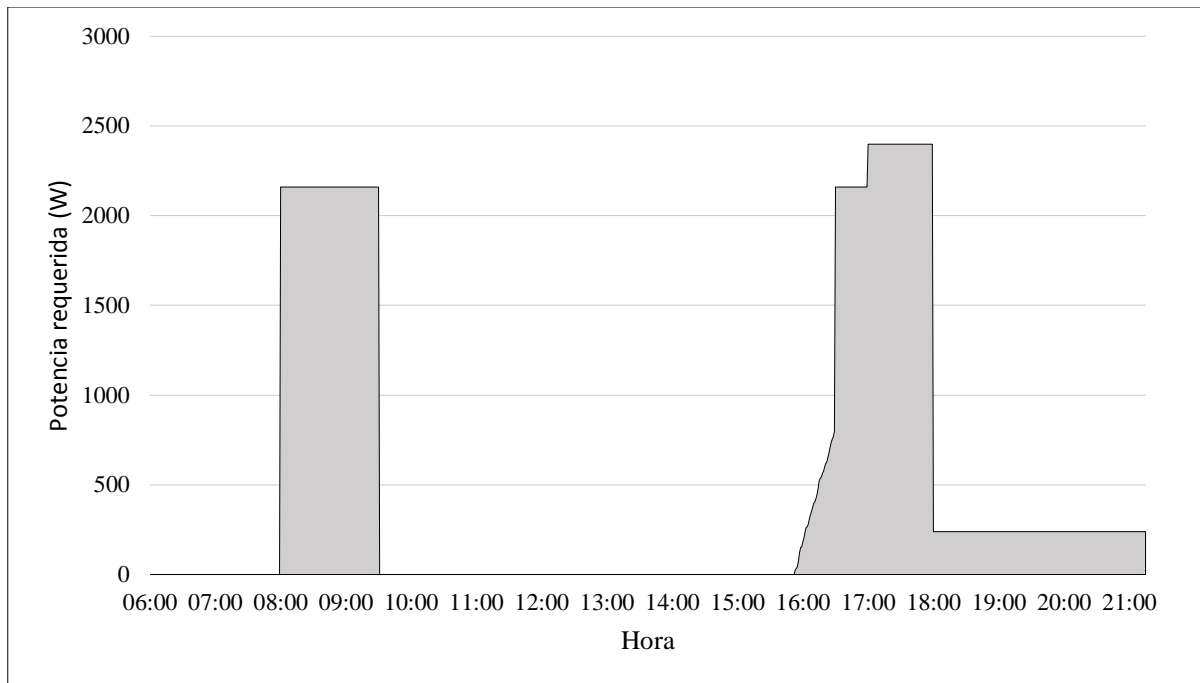


Figura 32. Energía de respaldo necesaria a lo largo del día. Elaboración propia.

Entonces estos 4494 Wh equivalen a 93.625 Ah de energía suministrada por las baterías, la cual debe ser dividida por el factor de rendimiento para obtener la energía almacenada en las baterías necesaria, es decir la energía antes de que se produzcan pérdidas en el sistema. Esta operación resulta en 126.52 Ah.

Para determinar la cantidad de energía almacenada que se requiere en un día de autonomía se aplica la siguiente ecuación:

$$\frac{\text{Consumo energético teórico}}{\text{Voltaje del sistema} \times \text{factor de rendimiento}} \quad (17)$$

$$\frac{22614.9 \text{ Wh}}{48 \text{ V} \times 0.74} = 636.68 \text{ Ah}$$

Entonces, la energía de respaldo necesaria respecto del consumo de un día de autonomía equivale a:

$$\frac{126.52 \text{ Ah}}{636.68 \text{ Ah}} = 19.18\%$$

Por lo tanto, utilizaremos **1.2** días de autonomía para el funcionamiento del sistema.

Adicionalmente y para evitar adquirir componentes fotovoltaicos de grandes capacidades y características se ha considerado dividir las cargas en 2 grupos iguales (Ver Tabla 8 para el nuevo consumo energético), denominados módulos, de tal manera que cada grupo de cargas requerirá un número de paneles, baterías y demás elementos para su funcionamiento.

A continuación, se procede a recalcular todos los componentes del sistema fotovoltaico.

Tabla 8

Consumo energético modular en Wh.

Cálculo de demanda energética				
CARGAS				
Descripción	Potencia de consumo (W)	Cantidad (Unid.)	Horas de funcionamiento	Potencia Total (Wh)
Laptop	90.0	12	10.00	10800.00
Luminaria LED	39.8	3	4.25	507.45
Total de potencia (Wh)				11307.45

Nota: Elaboración propia.

Factor de rendimiento global (Ecuación 4)

$$R = (1 - 0.1 - 0.1 - 0.05) \left(1 - \frac{0.005}{0.7} \times 1.2\right) = \mathbf{0.74357}$$

Consumo energético efectivo (Ecuación 3)

$$E = \frac{11307.45 \text{ Wh}}{0.74357} = \mathbf{15\ 207 \text{ Wh}}$$

Consumo energético efectivo en Ah (Ecuación 5)

$$\text{Consumo efectivo} = \frac{15\ 207 \text{ Wh}}{48 \text{ V}} = \mathbf{316.8125 \text{ Ah}}$$

Dimensionamiento del generador fotovoltaico (Ecuación 6)

$$\text{Nro de paneles} = \frac{15\ 207 \text{ Wh}}{5.45 \text{ h} \times 255 \times 0.835 \times 0.95} = 13.79 \approx \mathbf{14}$$

Dimensionamiento de banco de baterías (Ecuación 8, 9, 10)

$$\text{Nro. bat. en paralelo} = \frac{316.8125 \text{ Ah} \times 1.2}{200 \text{ Ah} \times 0.7} = 2.71 \approx 3$$

$$\text{Nro. bat. en serie} = \frac{48 \text{ V}}{12 \text{ V}} = 4$$

$$\text{Nro. bat. total} = 3 \times 4 = 12$$

Selección del regulador/controlador de carga (Ecuación 7)

$$I \text{ de controlador} = 7 \times 8.04 \text{ A} \times 1.25 = 70.35 \text{ A}$$

Cálculo del Inversor de corriente

$$12 \text{ dispositivos} \times 90 \text{ W} + 3 \text{ luminarias} \times 39.8 \text{ W} = 1199.4 \text{ W}$$

En la Tabla 9 se muestra los requerimientos de los componentes fotovoltaicos necesarios en cada dimensionamiento realizado. Sólo se ha reducido el número de baterías. Como se mencionó anteriormente, las cargas se han dividido a razón de utilizar componentes de capacidades y características inferiores. Tener en cuenta que en el dimensionamiento optimizado se utilizaran 2 arreglos de 14 paneles y 2 bancos de 12 baterías cada uno.

Tabla 9

Resumen de los requerimientos fotovoltaicos dimensionados

	Requerimiento de componentes fotovoltaicos	
	Dimensionamiento normal	Dimensionamiento optimizado
Generador fotovoltaico	28 paneles de 255 Wp	28 paneles de 255 Wp
Banco de baterías	32 baterías de 12 V/250 Ah	24 baterías de 12 V/200 Ah
Controlador de Carga	1 controlador de 48 V/160.8 A	2 controladores de 48 V/80.4 A
Inversor	1 Inversor de 2398.8 W	2 inversores de 1194.4 W

Nota: Los componentes a seleccionar deberán cumplir con estos requerimientos mínimos. Elaboración propia.

Las características de baterías, regulador de carga e inversor pueden verse en el Anexo 3. Las características del panel ya han sido descritas anteriormente

9.5 Evaluación económica

9.5.1 Inversion

Se determinaron los siguientes precios para los componentes fotovoltaicos que resultaron del diseño del sistema previamente realizado (Ver Tabla 10). La tasa de cambio de moneda seleccionada es de 3.41 soles por dólar al 20 de noviembre del 2016 según la SBS. El IGV está incluido en el precio.

Tabla 10

Precio de los componentes fotovoltaicos seleccionados.

Componente	Precio unitario		Cantidad	Precio total
	en soles	en dólares		
Panel policristalino de 255Wp	1 287.62	377.60	28	10 572.80
Batería de 200Ah/12V	960.00	281.50	24	6 756.00
Regulador de carga de 100A/48V	2 557.50	750.00	02	1 500.00
Inversor de 1200W/48V	2 932.60	860.00	02	1 720.00
				USD 20 548.8

Nota: Elaboración propia.

Para el cálculo de la inversión inicial total del sistema fotovoltaico se requiere tener un costo aproximado de los componentes eléctricos (cables, cajas de paso, elementos de seguridad, etc.), además de la estructura de soporte del generador fotovoltaico y los costos asociados a la instalación del sistema para que entre en funcionamiento, ya que no han sido considerados dentro del diseño del sistema.

Se tomó en cuenta la inversión realizada para la implementación del sistema fotovoltaico ubicado en el Instituto de Energía y Medio Ambiente por tener características similares. Los componentes fotovoltaicos representan el aproximadamente el 78% de la inversión inicial, mientras que los componentes eléctricos, estructurales y costo de instalación representan el 22%. A partir de esta ponderación se ha estimado el costo total de inversión inicial.

Se ha considerado un tiempo de vida útil de 25 años para el sistema. El tiempo de vida está basado en el rendimiento de los paneles, los cuales, al llegar a los 25 años de uso,

aseguran un 80% de rendimiento respecto del inicial, es decir se va perdiendo cada año 0.8% de rendimiento aproximadamente. No se tiene información respecto al rendimiento de los paneles después de este periodo de tiempo. La Tabla 11 muestra el tiempo de vida útil de los componentes, además del número de sustituciones necesarias para 25 años de funcionamiento.

Tabla 11

Sustituciones a realizar por cada componente en el sistema.

Componente	Cantidad	Tiempo de vida útil (en años)	Número de sustituciones
Panel	28	25	Ninguna
Batería	24	08	2
Inversor	02	10	2
Controlador de carga	02	10	2

Nota: El tiempo de vida útil estimado se ha obtenido de las fichas técnicas y de las páginas de cada marca seleccionada (Ver Anexo 3).

Se asume que el precio de los componentes al momento de sustituirlos será igual al precio inicial. La Tabla 12 muestra la inversión inicial requerida, los costos de sustitución requeridos y la inversión total para los 25 años de funcionamiento del sistema.

Tabla 12

Inversión inicial y total para el sistema fotovoltaico.

Costos del sistema fotovoltaico aislado		
Descripción	Precio en soles	
Costo de componentes fotovoltaicos	20 548.80	(78%)
Costo de componentes eléctricos, estructurales e instalación	5 796.00	(22%)
Costo de la inversión inicial del sistema	USD 26 344.80	
Costo de sustitución de componentes	USD 19 952.00	
Costo de la inversión total del sistema	USD 46 296.80	

Nota: Elaboración propia.

9.5.2 Costo de kWh generado.

Se han considerado dos escenarios para este cálculo de costo. El primero considera la variabilidad de radiación solar disponible a lo largo de un año, en 25 años (Ver Figura 33)

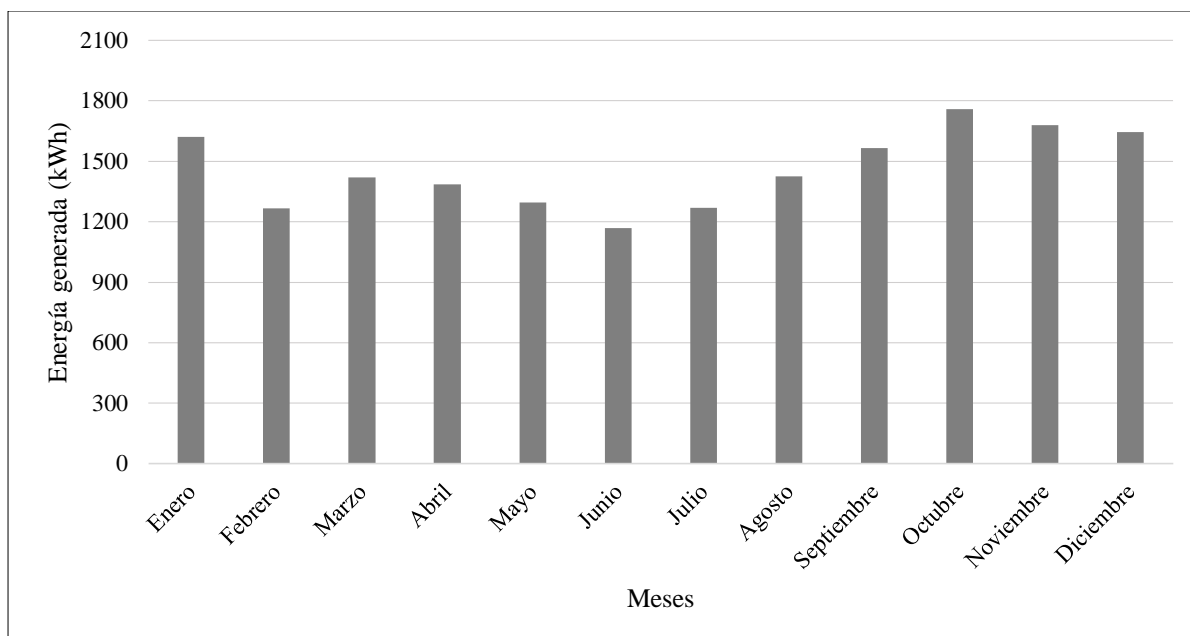


Figura 33. Variación de energía producida por el generador a lo largo de un año en kWh. En un año el sistema se puede generar 17 495.428 kWh. Elaboración propia.

La máxima energía generada a lo largo de los 25 años de vida útil del sistema (considerando las pérdidas que se producen en el sistema y una tasa de desgaste de los paneles de 0.8% anual) da como resultado un total de **233 219.543 kWh**.

La relación entre la inversión total del sistema y la máxima energía a generar a lo largo de 25 años da como resultado el costo por kWh:

$$\frac{\text{USD } 46\,296.80}{233\,219.543 \text{ kWh}} = \text{USD } 0.198/\text{kWh}$$

Sin embargo, un segundo escenario considera que la energía de consumo se mantiene constante a lo largo del año por lo cual se tiene que evaluar el costo de la energía a consumir a lo largo de 25 años respecto del costo total del sistema, dando como resultado:

$$\frac{\text{USD } 46\,296.80}{176\,396.22 \text{ kWh}} = \text{USD } 0.262/\text{kWh}$$

*La energía de consumo total resulta del producto del consumo diario (22.6 kWh), 6 días de uso por semana, 52 semanas por año y 25 años de vida útil. Este escenario no considera desgaste del panel.

9.5.3 Comparación con tarifa eléctrica.

La tarifa para la zona residencial de Arequipa fue la BT5B según OSINERGMIN, actualizada al 04 de noviembre del 2016, es de S/ 0.5525/kWh, equivalente a **USD 0.162/kWh.**

El sistema fotovoltaico autónomo de 7 140 Wp, respecto de la energía máxima generada a lo largo de 25 años (primer escenario) genera un costo adicional de USD 0.036 por kWh de la tarifa de red eléctrica. Así también el sistema, respecto de la energía de consumo a lo largo de 25 años (segundo escenario) genera un costo adicional de USD 0.1 por kWh.

9.5.4 Flujo de Caja

La Tabla 13 muestra un flujo de caja para el escenario 1 (considerando la energía máxima a producir por el sistema y el desgaste de los paneles) y la Tabla 14 muestra un flujo de caja para el escenario 2 (considerando un consumo uniforme).

Tabla 13

Flujo de caja para el escenario 1

Año	Ingresos	Energía generada kWh	Egresos	Inversión	Gastos por mtto.	Flujo de caja económico	Flujo de caja acumulado
0	0.00	0.00	26 344.80	26 344.80	0.00	-26 344.80	-26 344.80
1	1 671.99	10 319.45	0.00	0.00	0.00	1 671.99	-24 672.81
2	1 658.62	10 236.89	0.00	0.00	0.00	1 658.62	-23 014.19
3	1 645.24	10 154.34	0.00	0.00	0.00	1 645.24	-21 368.95
4	1 631.86	10 071.78	0.00	0.00	0.00	1 631.86	-19 737.08
5	1 618.49	9 989.23	0.00	0.00	0.00	1 618.49	-18 118.60
6	1 605.11	9 906.67	0.00	0.00	0.00	1 605.11	-16 513.48
7	1 591.74	9 824.12	6 756.00	0.00	6 756.00	-5 164.26	-21 677.75
8	1 578.36	9 741.56	0.00	0.00	0.00	1 578.36	-20 099.38
9	1 564.99	9 659.00	3 220.00	0.00	3 220.00	-1 655.01	-21 754.40
10	1 551.61	9 576.45	0.00	0.00	0.00	1 551.61	-20 202.79
11	1 538.23	9 493.89	0.00	0.00	0.00	1 538.23	-18 664.56
12	1 524.86	9 411.34	0.00	0.00	0.00	1 524.86	-17 139.70
13	1 511.48	9 328.78	0.00	0.00	0.00	1 511.48	-15 628.22
14	1 498.11	9 246.23	0.00	0.00	0.00	1 498.11	-14 130.11
15	1 484.73	9 163.67	0.00	0.00	0.00	1 484.73	-12 645.38
16	1 471.35	9 081.11	6 756.00	0.00	6 756.00	-5 284.65	-17 930.03
17	1 457.98	8 998.56	0.00	0.00	0.00	1 457.98	-16 472.05
18	1 444.60	8 916.00	0.00	0.00	0.00	1 444.60	-15 027.45
19	1 431.23	8 833.45	0.00	0.00	0.00	1 431.23	-13 596.22
20	1 417.85	8 750.89	3 220.00	0.00	3 220.00	-1 802.15	-15 398.37
21	1 404.47	8 668.34	0.00	0.00	0.00	1 404.47	-13 993.90
22	1 391.10	8 585.78	0.00	0.00	0.00	1 391.10	-12 602.80
23	1 377.72	8 503.23	0.00	0.00	0.00	1 377.72	-11 225.08
24	1 364.35	8 420.67	0.00	0.00	0.00	1 364.35	-9 860.73
25	1 350.97	8 338.11	0.00	0.00	0.00	1 350.97	-8 509.76

Nota: Los ingresos resultan de multiplicar la energía generada en kWh por la tarifa eléctrica de USD 0.162/kWh. Se ha considerado el desgaste del panel. Todos los valores están en USD. Elaboración propia.

Tabla 14

Flujo de caja para el escenario 2

Año	Ingresos	Energía generada kWh	Egresos	Inversión	Gastos por mtto.	Flujo de caja económico	Flujo de caja acumulado
0	0.00	0.00	26 344.80	26 344.80	0.00	-26 344.80	-26 344.80
1	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-25 201.59
2	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-24 058.37
3	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-22 915.16
4	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-21 771.95
5	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-20 628.73
6	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-19 485.52
7	1 143.21	7 055.85	6 756.00	0.00	6 756.00	-5 612.79	-25 098.31
8	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-23 955.10
9	1 143.21	7 055.85	3 220.00	0.00	3 220.00	-2 076.79	-26 031.88
10	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-24 888.67
11	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-23 745.46
12	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-22 602.24
13	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-21 459.03
14	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-20 315.82
15	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-19 172.60
16	1 143.21	7 055.85	6 756.00	0.00	6 756.00	-5 612.79	-24 785.39
17	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-23 642.18
18	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-22 498.97
19	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-21 355.75
20	1 143.21	7 055.85	3 220.00	0.00	3 220.00	-2 076.79	-23 432.54
21	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-22 289.33
22	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-21 146.11
23	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-20 002.90
24	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-18 859.69
25	1 143.21	7 055.85	0.00	0.00	0.00	1 143.21	-17 716.47

Nota: Los ingresos resultan de multiplicar la energía generada en kWh por la tarifa eléctrica de USD 0.162/kWh. No se ha considerado el desgaste del panel debido a que la demanda es menor a capacidad máxima de generación. Todos los valores están en USD. Elaboración propia.

9.5.5 Evaluación económica y financiera.

9.5.5.1 Costo de oportunidad de capital.

Se utilizará el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés) cuya ecuación es la siguiente:

$$\text{CAPM} = R_f + \beta(R_m - R_f) \quad (18)$$

Donde:

R_f = Tasa libre de riesgo;

β = Beta desapalancado, riesgo de la industria o sector;

R_m = Rendimiento del mercado.

Los datos para las variables fueron obtenidos de <http://www.damodaran.com>. R_f considera la tasa de riesgo de Estados Unidos más la de Perú, el beta desapalancado corresponde al sector educación y el rendimiento de mercado seleccionado fue 11.42%.

$$\text{CAPM} = 5.18\% + 1.71\% + 0.94039(11.42\% - (5.18\% - 1.71\%)) = \mathbf{11.16\%}$$

9.5.5.2 Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno.

Tabla 15

Cálculo del VAN y TIR para los dos escenarios

	Escenario 1	Escenario 2
CoK	11.16%	11.16%
VAN	USD -19 306.71	USD -22 923.49
TIR	-2.79%	-6.23%

Nota: Elaboración propia.

Los resultados de la Tabla 15 dan un VAN y TIR negativo, mostrando que en ambos escenarios el sistema no es económicamente rentable respecto de la energía proveniente de la red. Un cambio en la tasa de referencia no modificará el resultado.

10 Conclusiones y recomendaciones

10.1 Conclusiones

- Es viable técnicamente, pero no económicamente implementar un sistema fotovoltaico de tipo autónomo aun cuando el potencial energético solar en la ciudad de Arequipa es alto;
- Se determinó que las características y condiciones del lugar destinado a la implementación del sistema fotovoltaico permiten el aprovechamiento de aproximadamente 7 horas diarias de radiación solar libre de sombras. La estructura destinada a contener el generador tiene un área de 54.02 m^2 , una orientación de $N 31.8^\circ O$ y requiere de una estructura adicional para optimizar la inclinación del generador fotovoltaico.
- Se determinaron las siguientes características de la radiación solar incidente en el lugar: el mes con menos radiación en el año es junio con 5.45 kWh/m^2 diarios y un ángulo de elevación de 50.17 grados por lo que fue seleccionado como escenario crítico; además, la mayor parte del año se tienen días de cielo despejado, lo cual es favorable para el funcionamiento del sistema;
- Un sistema fotovoltaico autónomo que opera bajo las condiciones de la ciudad de Arequipa, que suministra energía eléctrica a dispositivos electrónicos (laptops, celulares y tablets) y luminarias, ofrece la confiabilidad necesaria de funcionamiento. Considerando las diferentes pérdidas que se pueden producir y los factores que afectan el rendimiento, se estima que la eficiencia del sistema desde el controlador de carga hasta las cargas es de 74.35% (Factor de rendimiento global utilizado para el dimensionamiento del sistema), sin embargo la eficiencia desde los paneles hacia las cargas es de 58.978% (debido a las pérdidas por temperatura, orientación e inclinación en los paneles);

- Se requieren 28 paneles de 255Wp, 24 baterías de 200 Ah/12V, 2 controladores de 100A/48V y 2 inversores de 1200W/48V para una demanda energética de 22 614.9 Wh de consumo diario (24 laptops con 10 horas y 6 luminarias con 4.25 horas de funcionamiento diario). Los paneles estarán dispuestos en 4 filas de 7 paneles c/u, con una inclinación de 16 grados y orientados de acuerdo a la estructura soporte (pérgola). Las baterías permitirán una autonomía de 1.2 días. Debido a que no se conoce el lugar destinado a los componentes no se realizó el dimensionado de cables y demás elementos eléctricos;
- Se estima que para la implementación del sistema se requiere una inversión inicial de USD 26 344.80; sin embargo, a lo largo de los 25 años de vida se tienen que renovar componentes, lo cual genera una inversión total de USD 46 296.80. De acuerdo a la demanda de energía para la cual fue diseñado el sistema, el escenario crítico de disponibilidad de radiación solar y los costos asociados a la implementación del sistema a lo largo de 25 años, el costo de kWh producido es de USD 0.262, es decir que el sistema no sería rentable respecto de la tarifa de energía proveniente de la red eléctrica (USD 0.162/kWh) ni existiría un punto de equilibrio. Si se tiene en cuenta la energía máxima que puede generar el sistema a lo largo de 25 años, el costo de kWh producido es de USD 0.1986, tampoco siendo rentable desde este punto de vista;
- Utilizando una tasa de referencia de 11.16 %, el sistema no es rentable en los dos escenarios antes mencionados pues dan como respuesta un VAN y TIR negativo.
- Debido a que en la actualidad no existe una legislación peruana que permita la inyección de energía eléctrica a la red (por ejemplo, un hogar que tiene un sistema de generación eléctrica para autoconsumo, en determinados momentos produce más energía que la que requiere, entonces esta energía podría ser inyectada a la

red, obteniendo beneficios económicos) solo se pueden instalar sistemas fotovoltaicos de tipo autónomo o aislado de la red;

- El costo de baterías en el sistema propuesto representa el 25.64% de la inversión inicial y el 43.78% de la inversión total para 25 años de funcionamiento. Si se pudieran tener sistemas conectados a red se evitaría el uso de baterías y por ende un sistema económicamente rentable respecto de la tarifa de la red;
- La ciudad de Arequipa es una de las locaciones geográficas del Perú y del mundo que dispone de altos niveles de radiación solar, lo que favorece al uso de sistemas fotovoltaicos para su aprovechamiento. Tanto las edificaciones de la zona urbana e industrial de la ciudad podrían beneficiarse con el uso de esta tecnología;
- La Universidad debe considerar el beneficio medioambiental que generaría utilizar este sistema. Comparado a la energía proveniente de una termoeléctrica, este sistema puede reducir la emisión de aproximadamente 9.5 toneladas de CO₂ anuales (considerando su máxima capacidad anual de generar 17 495.4 kWh);
- La decisión de implementar este sistema debe contemplar, además de lo económico, el impacto positivo social y sobre todo medioambiental, mostrándose como una Institución que tiene un compromiso con el desarrollo sostenible y que protege el medio ambiente mediante la utilización de energías renovables.

10.2 Recomendaciones

- Se debe hacer un estudio sobre la disponibilidad y potencialidad de uso de los recursos energéticos renovables en el Perú para poder tener un mapa de regiones donde puede aprovecharse cada tipo de energía como la solar, eólica, biomasa, mareomotriz, etc;
- Se recomienda realizar estudios de potencialidad técnico-económica en las diferentes regiones del país para promover ampliamente el uso de tecnología fotovoltaica en las ciudades, es decir que esta tecnología esté al alcance de hogares, escuelas, centros comerciales, hospitales, empresas, etc;
- Debido a que la inversión inicial para la implementación de sistemas fotovoltaicos es costosa, se recomienda empezar con sustituciones parciales de demanda energética, por ejemplo, que el sistema de iluminación de la parte administrativa de una empresa funcione con energía eléctrica proveniente de un sistema fotovoltaico;
- La necesidad de que exista una legislación que permita inyectar energía eléctrica generada (ya sea en hogares, escuelas, etc.) a la red es fundamental para que este tipo de tecnología sea utilizada de forma masiva en las ciudades, así también la creación de incentivos por parte del gobierno que promuevan la utilización de recursos renovables para el autoconsumo.
- Se debe buscar la manera de aprovechar la energía excedente anual generada.

11 Referencias bibliográficas

- A. Duffie, J., & A. Beckman, W. (Abril de 2013). *Solar engineering of thermal processes*, Cuarta edición. Estados Unidos: Wiley.
- California Energy Commission. (Junio de 2001). *A guide to photovoltaic (PV) system design and installation*. California, Estados Unidos.
- Cámara de comercio e industria de Arequipa. (Septiembre de 2016). *Potencial energético de Arequipa*. Arequipa, Perú. Obtenido de http://www.camara-arequipa.org.pe/sites/default/files/publicaciones/informe_de_coyuntura_-_potencial_energetico_de_arequipa._setiembre_2016.pdf
- Cemaer. (2015). Manual de apoyo. . *Curso Gratis de Energía Solar*. México. Obtenido de www.cemaer.org
- Cemaer. (2016). Boletín de noticias sobre energía solar y medio ambiente. *Costo por watt de paneles solares por país*. México. Obtenido de <http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/wp-content/uploads/2016/07/boletin-17-16.pdf>
- Ener Naval. (s.f.). *Reguladores de carga solar*. España. Obtenido de <http://enernaval.es/PDF/Solar/Comparativa%20reguladores%20EnerNaval.pdf>
- European Renewable Energy Council. (2004). *Renewable energy scenario to 2040*. Europa. Obtenido de <http://www.censolar.org/erec2040.pdf>
- Florez, J. S. (2004). Las energías renovables son el futuro. WORLD WATCH. Obtenido de <http://www.nodo50.org/worldwatch/ww/pdf/Renovables.pdf>
- Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems. (Febrero de 2015). Current and future cost of photovoltaics. Berlin, Alemania: Agora Energiewende.

- Fundación BUN-CA. (2002). *Manuales sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica, Primera edición*. San José, Costa Rica.
- Gipe, P. (Junio de 2010). Germany to Raise Solar Target for 2010 & Adjust Tariffs. *Renewable Energy World*. Obtenido de <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2010/06/germany-to-raise-solar-target-for-2010-adjust-tariffs.html>
- Giraudy Arafet, C., Massipe Cano, I., Rodríguez Rivera, R., Rodríguez Gámez, M., & Vázquez Pérez, A. (2013). Factibilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red. *Ingeniería Energética*. 28(2), 141-148.
- Green, M. (2001). Recent Developments in Photovoltaics. *Solar Energy*, 76,3-8. doi: 10.1016/S0038-092X(03)00065-3
- Horn, M. (Noviembre de 2006). Los retos energéticos del Perú. *El estado actual del uso de la energía solar en el Perú*, 24(11), 10-11. Lima, Perú. Obtenido de <http://fc.uni.edu.pe/mhorn/Energia%20solar%20en%20Peru%20perueconomico.pdf>
- International Energy Agency. (2014). Photovoltaic Power Systems Programme. *National Survey Report of PV Power Applications in GERMANY 2014*. Alemania. Obtenido de http://iea-pvps.org/index.php?id=93&eID=dam_frontend_push&docID=2678
- International Energy Agency. (2014). Photovoltaic Power Systems Programme . *Annual Report 2014*. Obtenido de http://iea-pvps.org/index.php?id=6&eID=dam_frontend_push&docID=2557
- International Energy Agency. (2015). TRENDS 2015 in photovoltaic applications. *Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014*, 20. Obtenido de http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/IEA-PVPS_-_Trends_2015_-_MedRes.pdf

Konrad Adenauer Stiftung. (octubre de 2014). 7 proyectos demostrativos de un desarrollo sustentable. *Energías renovables y cambio climático*. Lima, Perú.

Lopez Osorio, C. A., & Muñoz Lopez, G. (2015). *Diseño de un sistema fotovoltaico para atender la demanda de iluminación de áreas comunes y baños del bloque 1b de la Universidad Tecnológica de Pereira*.(tesis de grado).Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia.

Ley 20571. Ministerio de Energía de Chile. Chile. 22 de marzo del 2012.

National Renewable Energy Laboratory. (Enero de 2010). *A framework for state-level renewable energy market potential studies*. Estados Unidos.

Nor-sur ingeniería. (11 de Octubre de 2013). Colegio arequipeño usa energía solar para sus aulas cubriendo el 80% de sus necesidades. *Nor-Sur*. Obtenido de <http://norsur.wordpress.pe/colegio-arequipeno-usa-energia-solar-para-sus-aulas-cubriendo-el-80-de-sus-necesidades/>

Orbegozo, C., & Arivilca, R. (2010). Energía Solar Fotovoltaica. *Manual técnico para instalaciones domiciliarias*. Green Energy.

Osinermin. (13 de Noviembre de 2012). *Marco Legal de las Energías Renovables en el Perú*. Otenido de: <http://www.osinermin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/OficinaComunicaciones/EventosRealizados/ForoTacna/2/6-Regulacion%20RER%20Peru-Riquel%20Mitma.pdf>

Ovalle Cubillos, Ricardo. (2014). Sociedad fotovoltaica. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 22(1), 4-5. <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-33052014000100001>

Pallejá Cabré, J. (2012). *Estudio de la afectación de las sombras en un panel fotovoltaico*. España. Obtenido de <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/1851pub.pdf>

Poggi-Varaldo, H., Martínez Reyes, A., Pineda-Cruz, J., & Caffarel-Méndez, S. (2009). *Libro de ciencia y tecnología 2*. Ecatepec de Morelos México.

Rekioua, D., & Matagne, E. (2012). *Optimization of Photovoltaic Power Systems*. doi: 10.1007/978-1-4471-2403-0

REN21. (2015). Renewables 2015 global status report . *Annual Reporting on Renewables: Ten years of excellence*. Obtenido de http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf

Rodríguez Valdivia, E. (07 de Diciembre de 2012). Arequipa en la era solar. *La República*. Obtenido de <http://larepublica.pe/07-12-2012/arequipa-en-la-era-solar-ya-produce-energia-con-el-sol>

Roitman, M., Mestrallet, A., Aramburu, M., & Rossi, R. (2015). Dimensionamiento de un sistema de energía solar fotovoltaica para una vivienda familiar de la Ciudad de Córdoba. Córdoba, Argentina.

Sanchez, M. M. (Noviembre de 2004). *Influencia de la temperatura en el generador fotovoltaico*. (tesis de pregrado). Universidad de Sevilla, España.

Sandia National Laboratories. (Marzo de 1995). *Stand-alone photovoltaic systems. A handbook of recommended design practices*. Nuevo México, Estados Unidos.

Senamhi. (Marzo de 2014). *Requerimientos técnicos mínimos para estaciones meteorológicas automáticas*. Obtenido de http://www.senamhi.gob.pe/pdf/trans/TDR2014_EA_TIP_C_2.pdf

Solargis (2015). Información solar. Obtenido de <http://www.solargis.com>

Zondag, H. (2005). Flat-plate PV-thermal collectors and systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(4), 891-959. doi:10.1016/j.rser.2005.12.012

12 Anexos

Anexo 1: Ángulo de declinación del norte magnético respecto del norte geográfico.



Declination

Date 2016-06-21

Latitude 16° 23' 53" S

Longitude 71° 31' 23" W

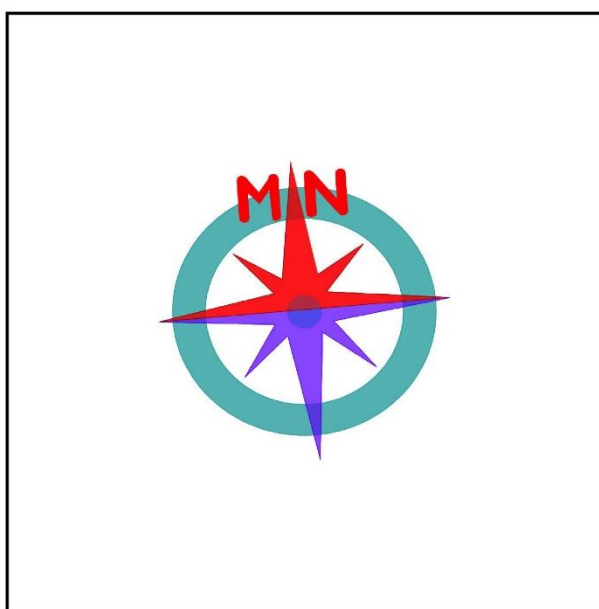
Elevation 0.0 km GPS

Model Used WMM2015

Declination 4° 49' W changing by

0° 11' W per year

Uncertainty 0° 20'



Compass shows the approximate bearing of the magnetic north (MN)

Magnetic declination is the angle between true north and the horizontal trace of the local magnetic field. In general, the present day field models such as the IGRF and World Magnetic Model (WMM) are accurate to within 30 minutes of arc for the declination. However, local anomalies exceeding 10 degrees, although rare, do exist.

Document created: 2016-11-09 06:17 UTC

Help: [How to interpret results](#) Questions: geomag.models@noaa.gov

Anexo 2: Características del panel fotovoltaico seleccionado.



Tabla

Características del panel fotovoltaico

Photovoltaic Module	UP-M255P	
Electrical Ratig at STC (1000W/m2, AM 1.5 spectrum, Cell temperature 25°C). All values are nominal unless designated as tested		
Maximum Power	(Pmax)	255Wp+/-10%
Maximum Power Voltage	(Vmp)	34.7 V
Maximum Power Current	(Imp)	7.35 A
Open Circuit Voltage	(Voc)	43.9 V
Short Ciruit Current	(Isc)	8.04 A
Maximum System Voltage		1000(TUV)/600(UL)
Nominal Operating Cell Temperature	(NOCT)	45+/-2°C
Temperature Range		-40°C to +90°C
Weight		27.0 Kg
Module Dimension		1956 x 992 x 50 mm
Application Class		Class A
Series Fuse Rating		20 A
Fire Resistance		Class C

Nota: Información tomada de la ficha técnica.

Anexo 3: Fichas técnicas de componentes fotovoltaicos seleccionados.

Baterías



RA12-200 (12V200Ah)

RA12-200 is a general purpose battery with 10 years floating design life, meet with IEC, JIS .BS and Eurobat standard. With heavy duty grid, thickness plates, special additives, RA series battery have long and reliable standby service life. Our RA Series batteries keep high consistent for better performance in series usage.

Specification

Cells Per Unit	6
Voltage Per Unit	12
Capacity	200Ah@10hr-rate to 1.80V per cell @25°C
Weight	Approx. 60.0 Kg
Max. Discharge Current	2000A (5 sec)
Internal Resistance	Approx. 4 mΩ
Operating Temperature Range	Discharge: -20°C~60°C Charge: 0°C~50°C Storage: -20°C~60°C
Normal Operating Temperature Range	25°C±5°C
Float charging Voltage	13.6 to 13.8 VDC/unit Average at 25°C
Recommended Maximum Charging Current Limit	60 A
Equalization and Cycle Service	14.6 to 14.8 VDC/unit Average at 25°C
Self Discharge	RITAR Valve Regulated Lead Acid (VRLA) batteries can be stored for more than 6 months at 25°C. Self-discharge ratio less than 3% per month at 25°C. Please charge batteries before using.
Terminal	Terminal F10
Container Material	A.B.S. (UL94-HB), Flammability resistance of UL94-V1 can be available upon request.



MH28339



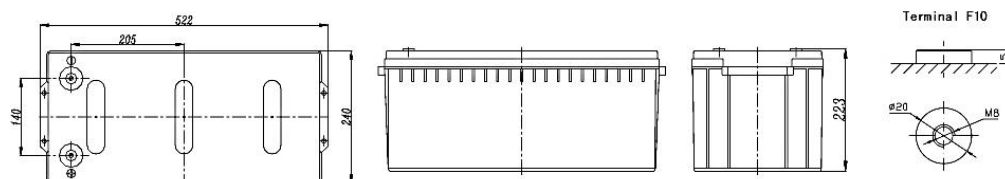
G4M20206-C910-E-16



ISO9001:2000 Certificate

Dimensions

Unit: mm Dimension: 522(L)×240(W)×223(H)



Constant Current Discharge Characteristics: A (25°C)

F.V/Time	5MIN	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	8HR	10HR	20HR
9.60V	545.12	408.33	344.69	225.33	130.00	77.788	53.766	44.064	36.067	24.844	21.006	11.553
10.0V	529.36	388.53	337.62	221.61	129.40	77.204	53.560	43.860	35.855	24.642	20.804	11.343
10.2V	513.67	374.81	332.31	219.65	128.20	76.619	53.148	43.656	35.643	24.440	20.602	11.133
10.5V	461.25	345.86	316.41	214.16	127.00	76.034	52.942	43.248	35.219	24.238	20.400	10.923
10.8V	416.33	315.39	291.66	204.76	124.00	74.669	51.500	42.228	34.582	23.834	20.198	10.713
11.1V	355.48	281.87	261.61	191.83	117.80	71.355	49.234	40.188	33.097	22.824	19.592	10.083

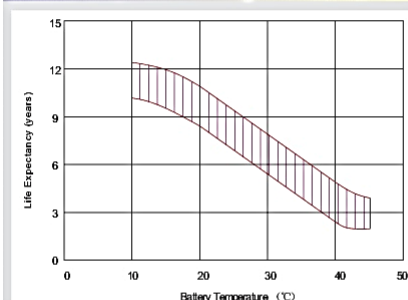
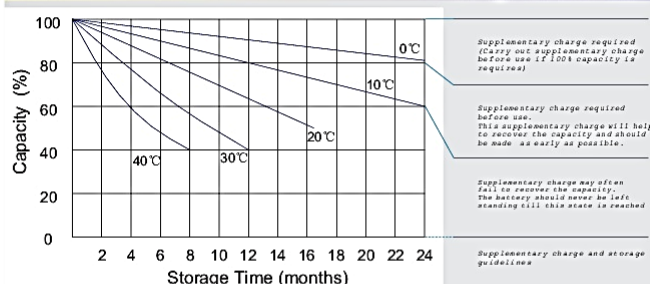
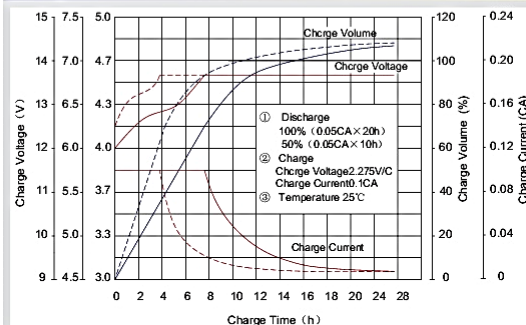
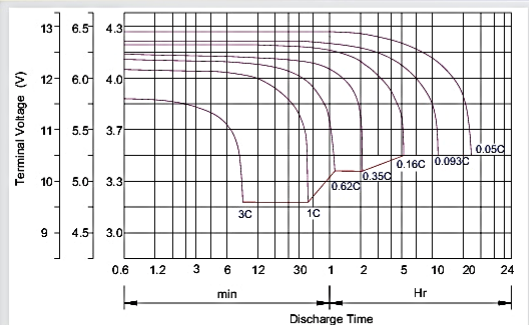
Constant Power Discharge Characteristics: W(25°C)

F.V/Time	5MIN	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	8HR	10HR	20HR
9.6V	5638.2	4348.7	3791.6	2568.8	1502.2	916.87	639.82	525.24	430.28	296.63	251.02	138.52
10.0V	5527.2	4215.5	3730.7	2537.4	1498.6	912.01	640.04	524.57	429.18	295.21	249.44	136.12
10.2V	5464.0	4104.2	3688.7	2519.4	1487.0	906.51	637.24	523.44	427.71	293.28	247.22	133.60
10.5V	4974.3	3821.8	3518.4	2460.7	1473.7	899.92	634.77	518.54	422.62	290.85	244.80	131.08
10.8V	4530.6	3522.9	3252.0	2358.8	1446.5	888.45	617.49	506.74	414.98	286.00	242.38	128.56
11.1V	3979.4	3185.1	2927.4	2215.6	1384.6	855.45	590.81	482.26	397.16	273.89	235.10	120.99

All mentioned values are average values.

RA12-200

12V200Ah


Effect of temperature on long term float life

Storage characteristic

Charge characteristic Curve for standby use

Discharge characteristic Curve

Capacity Factors With Different Temperature

Battery Type		-20°C	-10°C	0°C	5°C	10°C	20°C	25°C	30°C	40°C	45°C
GEL Battery	6V&12V	50%	70%	83%	85%	90%	98%	100%	102%	104%	105%
	2V	60%	75%	85%	88%	92%	99%	100%	103%	105%	106%
AGM Battery	6V&12V	46%	66%	76%	83%	90%	98%	100%	103%	107%	109%
	2V	55%	70%	80%	85%	92%	99%	100%	104%	108%	110%

Discharge Current VS. Discharge Voltage

Final Discharge Voltage V/cell	1.75V	1.70V	1.60V
Discharge Current (A)	(A) ≤ 0.2C	0.2C < (A) < 1.0C	(A) ≥ 1.0C

Charge the batteries at least once every six months, if they are stored at 25°C.

Charging Method:

Constant Voltage	-0.2Cx2h+2.4-2.45V/cellx24h, Max. Current 0.3CA
Constant Current	-0.2Cx2h+0.1CAx12h
Fast	-0.2Cx2h+0.3CAx4.0h

Maintenance & Cautions

Float Service:
※ Every month, recommend inspection every battery voltage.
※ Every three months, recommend equalization charge for one time.
Equalization charge method:
Discharge: 100% rate capacity discharge.
Charge: Max. current 0.3CA, constant voltage 2.4-2.45V/Cell charge 24h.
※ Effect of temperature on float charge voltage: -3mV/°C/Cell.
※ Length of service life will be directly affected by the number of discharge cycles, depth of discharge, ambient temperature and charging voltage.

SHENZHEN RITAR POWER CO.,LTD.
 URL: www.ritarpower.com

Address: Rm405, Tower C, Huahan Building, Langshan Rd16, Nanshan District, ShenZhen, 518057, China
 Tel: +86-755-33981688 Fax: +86-755-8347-5180

20°C Version I

Controlador de carga



Controladores de carga BlueSolar con conexión roscada o MC4 PV MPPT 150/45, MPPT 150/60, MPPT 150/70, MPPT 150/80, MPPT 150/100

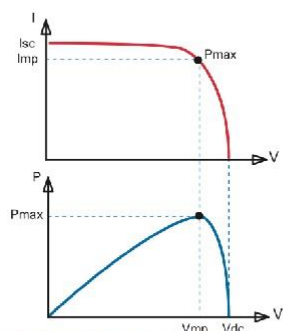
www.victronenergy.com



Controlador de carga solar
MPPT 150/70-Tr



Controlador de carga solar
MPPT 150/70-MC4



Seguimiento del punto de potencia máxima

Curva superior:
Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V).
El punto de máxima potencia (MPP) es el punto Pmax de la curva en el que el producto de I x V alcanza su pico.

Curva inferior:
Potencia de salida P = I x V como función de tensión de salida.
Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a Vmp.

Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés)

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que pudiera no ser el MPP óptimo. El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Algoritmo de carga totalmente programable (consulte la sección Asistencia y Descargas > Software en nuestra página web), y ocho algoritmos preprogramados, seleccionables mediante interruptor giratorio (ver manual para más información).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.

Opciones de datos en pantalla en tiempo real

- Smartphones, tabletas y otros dispositivos Apple y Android consulte "Mochila inteligente de conexión VE.Direct a Bluetooth"
- Panel ColorControl



Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tensión de la batería	Selección automática 12 / 24 / 48 V (se necesita una herramienta de software)				
Corriente de carga nominal	45 A	60 A	70 A	85 A	100 A
Potencia FV máxima, 12V 1a,b)	650 W	860 W	1000 W	1200 W	1450 W
Potencia FV máxima, 24V 1a,b)	1300 W	1720 W	2000 W	2400 W	2900 W
Potencia FV máxima, 48V 1a,b)	2600 W	3440 W	4000 W	4900 W	5800 W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficiencia máxima	98 %				
Autoconsumo	10 mA				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (ajustable)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (ajustable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas				
Compensación de temperatura	-16 mV / °C, -32 mV / °C resp.				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión				
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)				
Humedad	95 %, sin condensación				
Puerto de comunicación de datos y on-off remoto	VE.Direct (consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web)				
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				
CARCASA					
Color	Azul (RAL 5012)				
Terminales FV 2)	35 mm ² /AWG2 (modelos Tr), o conectores Dual MC4 (modelos MC4)				
Bornes de batería	35 mm ² / AWG2				
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)				
Peso	3 kg			4,5 kg	
Dimensiones (al x an x p)	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm			Modelos Tr: 216 x 295 x 103 mm Modelos MC4: 246 x 295 x 103 mm	
ESTÁNDARES					
Seguridad	EN/IEC 62109				
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado. 1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V. 2) Modelos MC4: se necesitarán varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares					

Inversor



Inversores Phoenix

180VA – 1200 VA 230V/50Hz y 110V/60Hz

www.victronenergy.com



Phoenix Inverter
12/750



Phoenix Inverter
12/800 with Schuko socket

SinusMax – Diseño superior

Desarrollado para uso profesional, la gama de inversores Phoenix es ideal para innumerables aplicaciones. El criterio utilizado en su diseño fue el de producir un verdadero inversor sinusoidal con una eficiencia optimizada pero sin comprometer su rendimiento. Al utilizar tecnología híbrida de alta frecuencia, obtenemos como resultado un producto de la máxima calidad, de dimensiones compactas, ligero y capaz de suministrar potencia, sin problemas, a cualquier carga.

Potencia de arranque adicional

Una de las características singulares de la tecnología SinusMax consiste en su muy alta potencia de arranque. La tecnología de alta frecuencia convencional no ofrece un rendimiento tan extraordinario. Los inversores Phoenix, sin embargo, están bien dotados para alimentar cargas difíciles, como ordenadores o herramientas eléctricas de baja potencia.

Transferencia de la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Para los modelos de menor potencia recomendamos el uso de nuestro conmutador de transferencia automático "Filax". El tiempo de conmutación del "Filax" es muy corto (menos de 20 milisegundos), de manera que los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción.

Diagnóstico LED

Por favor, consulte el manual para obtener su descripción.

Interruptor on/off remoto

Conector para interruptor remoto on/off disponible en todos los modelos.

Panel de control remoto (sólo en el modelo 750 VA)

Se conecta al inversor con un cable RJ12 UTP (de 3 metros de longitud, incluido).

Conmutadores DIP para seleccionar 50 ó 60 Hz (sólo en el modelo 750 VA)

Conmutadores DIP para modo ahorro (sólo en el modelo 750 VA)

Al funcionar en modo de ahorro, la corriente no dedicada a la carga se reduce en 1/3 de su valor nominal. En este modo, el inversor se apaga si no hay carga, o si hay muy poca, y se vuelve a conectar cada dos segundos durante un breve periodo de tiempo. Si la corriente de salida excede un nivel preestablecido, el inversor seguirá funcionando. En caso contrario, el inversor volverá a apagarse. Con los conmutadores DIP, el nivel on/off puede establecerse entre 15W y 85W.

Disponible con tres tomas de corriente distintas

Ver las imágenes más abajo.



Phoenix Inverter 12/350
with IEC-320 sockets



Phoenix Inverter 12/180
with Schuko socket



Phoenix Inverter 12/180
with Nema 5-15R sockets

Inversor Phoenix	12 Volt 24 Volt 48 Volt	12/180 24/180	12/350 24/350 48/350	12/750 24/750 48/750	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia CA cont. de salida a 25 °C (VA) (3)		180	350	750	800	1200
Potencia cont. a 25 °C / 40 °C (W)		175 / 150	300 / 250	700 / 650	700 / 650	1000 / 900
Pico de potencia (W)		350	700	1400	1600	2400
Tensión / frecuencia CA de salida (4)	110VAC o 230VAC +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%					
Rango de tensión de entrada (V DC)	10,5 - 15,5 / 21,0 - 31,0 / 42,0 - 62,0				9,2 - 17,3 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 68,0	
Alarma de batería baja (V DC)	11,0 / 22 / 44				10,9 / 21,8 / 43,6	
Apagado por batería baja (V DC)	10,5 / 21 / 42				9,2 / 18,4 / 36,8	
Autorrecuperación de batería baja (V DC)	12,5 / 25 / 50				12,5 / 25 / 50	
Eficacia máx. 12 / 24 / 48 V (%)	87 / 88	89 / 89/90	91 / 93 / 94	91 / 93 / 94	92 / 94 / 94	
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	2,6 / 3,8	3,1 / 5,0 / 6,0	14 / 14 / 13	6 / 5 / 4	6 / 5 / 6	
Consumo en vacío en modo de ahorro	n. a.	n. a.	3 / 4 / 5	2	2	
Protección (2)	a - e					
Temperatura de funcionamiento	-40 to +50°C (refrigerado por ventilador)					
Humedad (sin condensación)	max 95%					
CARCASA						
Material y color	aluminio (azul RAL 5012)					
Conexiones de la batería	1)	1)	Screw terminals	1)	1)	
Tomas de corriente CA estándar	230V: IEC-320 (IEC-320 enchufe incluido), CEE 7/4 (Schuko) 120V: Nema 5-15R					
Otros enchufes (bajo pedido)	BS 1363 (Reino Unido) AN/NZS 3112 (Australia/Nueva Zelanda)					
Tipo de protección	IP 20					
Peso en (kg / lbs)	2,7 / 5,4	3,5 / 7,7	2,7 / 5,4	6,5 / 14,3	8,5 / 18,7	
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p en pulgadas)	72x132x200 2.8x5.2x7.9	72x155x237 2.8x6.1x9.3	72x180x295 2.8x7.1x11.6	108x165x305 4.2x6.4x11.9	108x165x305 4.2x6.4x11.9	
ACCESORIOS						
Panel de control remoto	n. a.	n. a.	Opcional	n. a.	n. a.	
Interruptor on/off remoto	Conector bifásico			RJ12 plug	Conector bifásico	
Conmutador de transferencia automático	Filax					
NORMATIVAS						
Seguridad	EN 60335-1					
Emisiones / Normativas	EN55014-1 / EN 55014-2/ EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3					
1) Cables de batería de 1,5 metros (12/180 con encendedor de cigarrillos) 2) Protección a) Cortocircuito de salida b) Sobrecarga c) Tensión de la batería demasiado alta 3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 4) La frecuencia puede ajustarse por medio del conmutador DIP (sólo en modelos 750VA) d) Tensión de la batería demasiado baja e) Temperatura demasiado alta						



Alarma de la batería

Indica que la tensión está demasiado alta o baja por medio de una alarma visual y sonora, y señalización remota.



Panel de control remoto

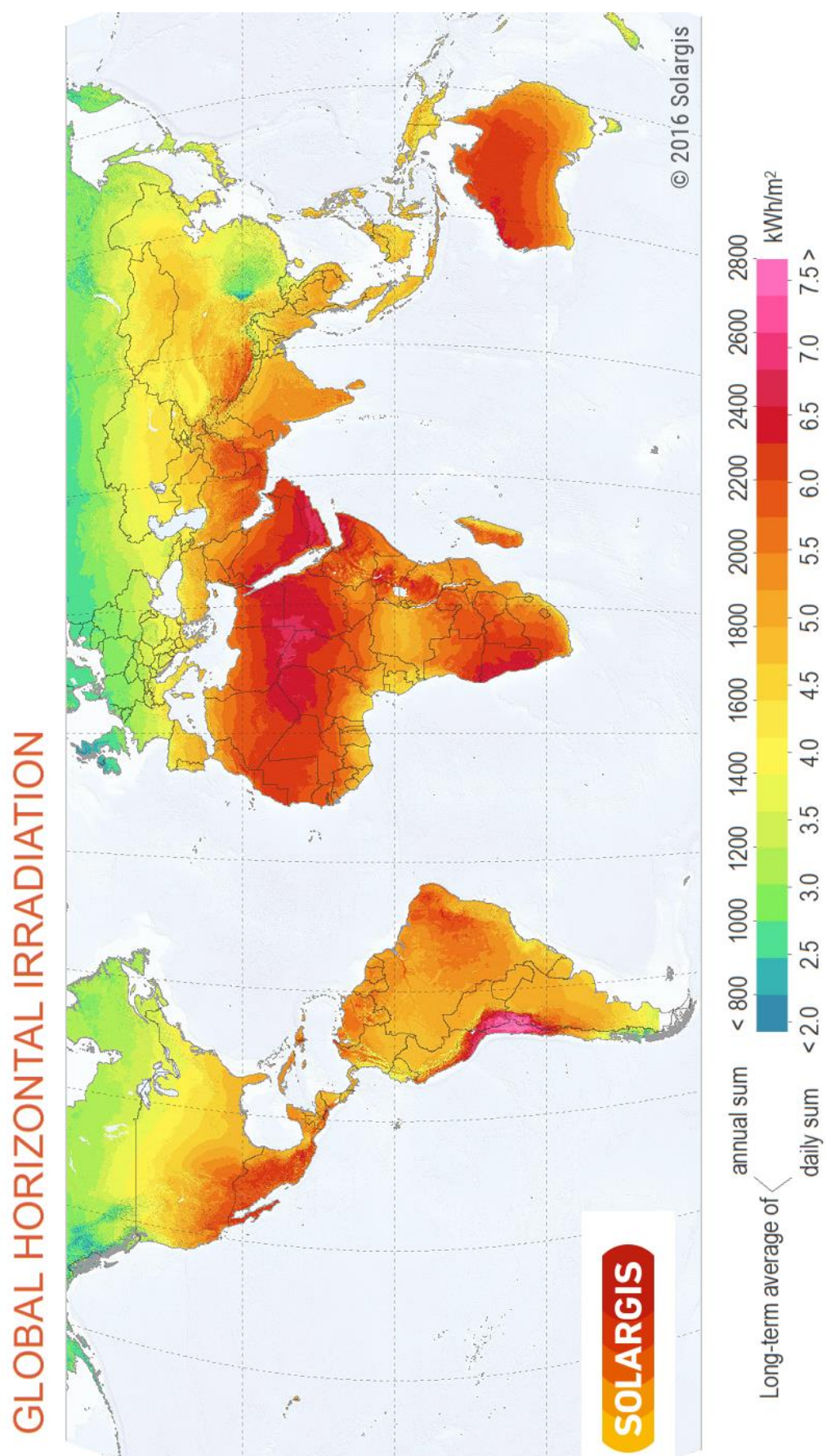
(sólo en modelos 750VA)
Se incluye cable RJ12 UTP para su conexión al inversor (longitud: 3 metros).



Monitor de baterías BMV

El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.

Anexo 4: Radiación Global Horizontal en el mundo



Fuente: <http://www.solargis.com>

13 Apéndices

Apéndice A: Fotografías de la presencia de sombras en la estructura a lo largo de un día soleado - 1

07 h 00



07 h 30 min



08 h 00



08 h 30 min



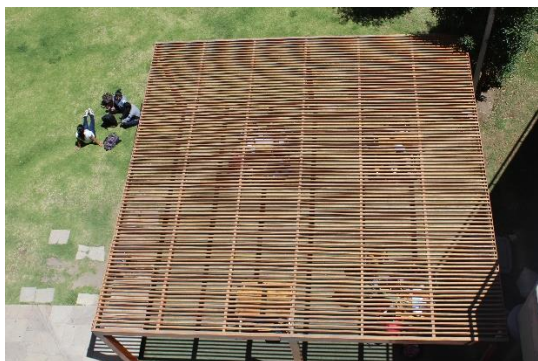
09 h 00



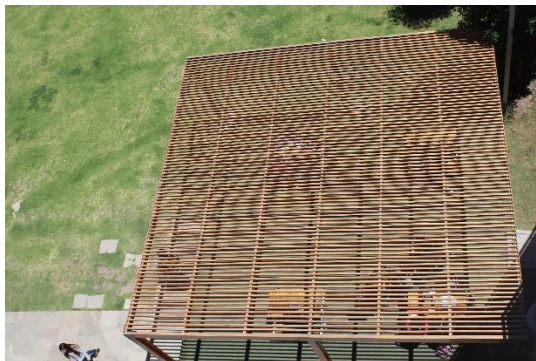
09 h 30 min



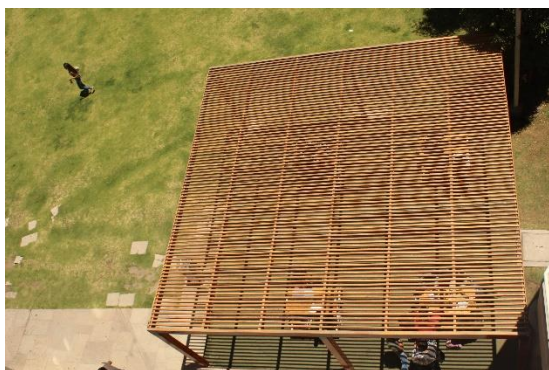
10 h 00



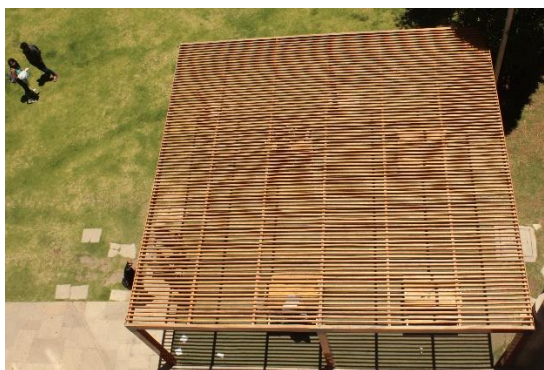
10 h 30 min



11 h 00



11 h 30 min



12 h 00



12 h 30 min



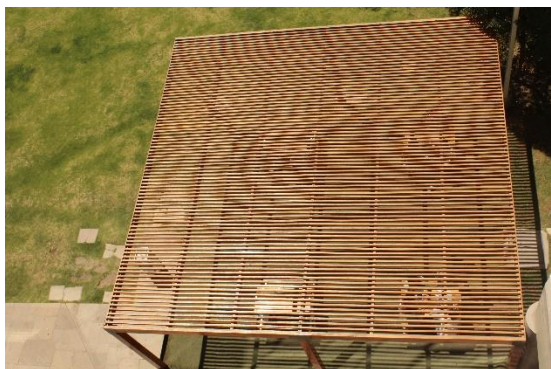
13 h 00



13 h 30 min



14 h 00



14 h 30 min



15 h 00



15 h 30 min



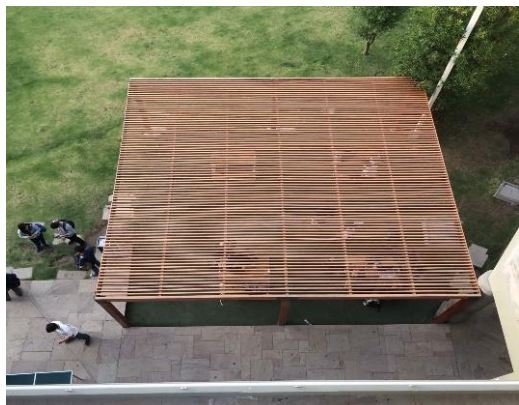
16 h 00



16 h 30 min



17 h 00



Fotografías de la presencia de sombras en la estructura a lo largo de un día soleado - 2

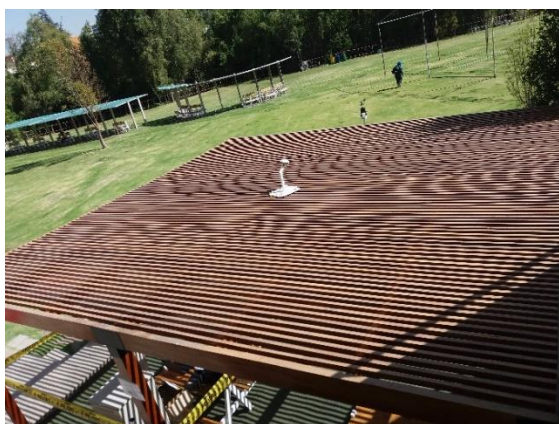
08 h 00



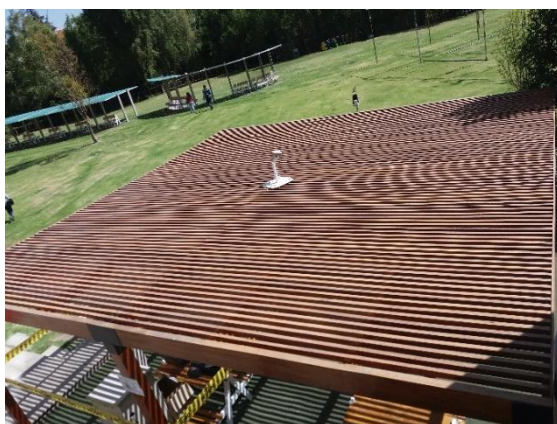
09 h 00



10 h 00



11 h 00



12 h 00



13 h 00



14 h 00



15 h 00



16 h 00



17 h 00



Apéndice B: Medición de radiación solar

Se utilizó un piranómetro para medir la radiación global. Tanto las características del piranómetro (de ficha técnica) como los requerimientos para sensores de radiación solar especificados por el SENAMHI se muestran en la Tabla 1B y 2B respectivamente.

Tabla 1B

Información sobre piranómetro

Datos del piranómetro	
Descripción	Característica
Marca	Kipp&Zonen
Modelo	CMP6
Rango espectral	285 a 2800 nm
Sensibilidad	5 a 20 W/m ²
Tiempo de respuesta	18 s
Precisión	-0.05
Error de dirección	< 20W/m ²
Rango de medición	0-20mV
Rango de temperatura operativa	-40°C a +80°C
Irradiación solar máxima	2000 W/m ²
Campo de visión	180°
Requisitos para sensores de radiación solar	
Descripción	Característica
Elemento transductor	Termopila
Rango espectral	300 a 2800 nm, (con una tolerancia del +/- 7%)
Sensibilidad	Entre 5 a 20 uV/W/m ²
Impedancia	Entre 20 a 200 ohm
Tiempo de Respuesta	< 18 s Al 95% del valor final
No linealidad	< 2.5% Para valores menores a 1000 W/m ²
Dependencia de la temperatura	< 6 %, Variación en el rango de -10 a +40°C
Error de inclinación	< 2.5% (para 1000 W/m ²)
Temperatura de Operación	-40 a + 80°C
Angulo de Medición	180°
Error Direccional	25 W/m ²
Máxima radiación	2000 W/m ²
Longitud del cable	3 metros o mayor.

El piranómetro fue instrumentado teniendo en cuenta la norma técnica peruana NTP 399.400.2001 “método de ensayo para determinar la eficiencia de colectores solares”, el cual indica que éste debe ser colocado de forma paralela al sistema de captación de energía solar.

Fue colocado a una inclinación de 16° sobre la estructura de la pérgola, conectado a un sistema de adquisición de datos y a una laptop a lo largo del día.

Las lecturas obtenidas por el piranómetro corresponden al 01 de julio de 2016, el cual representará el escenario con cielo despejado. Para las lecturas del escenario con cielo nublado se seleccionó un día al azar de los meses de diciembre, enero y febrero.

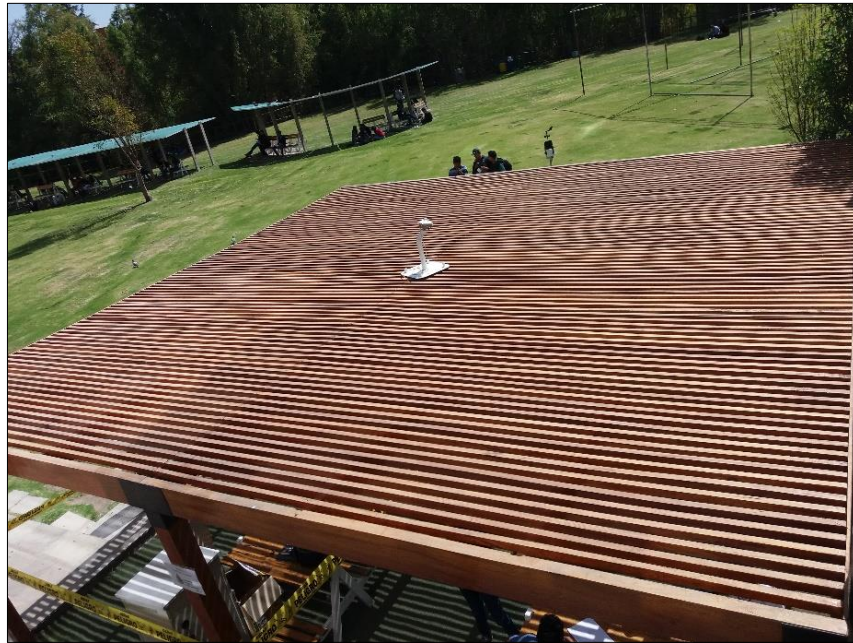


Figura 1B. Piranómetro sobre la estructura

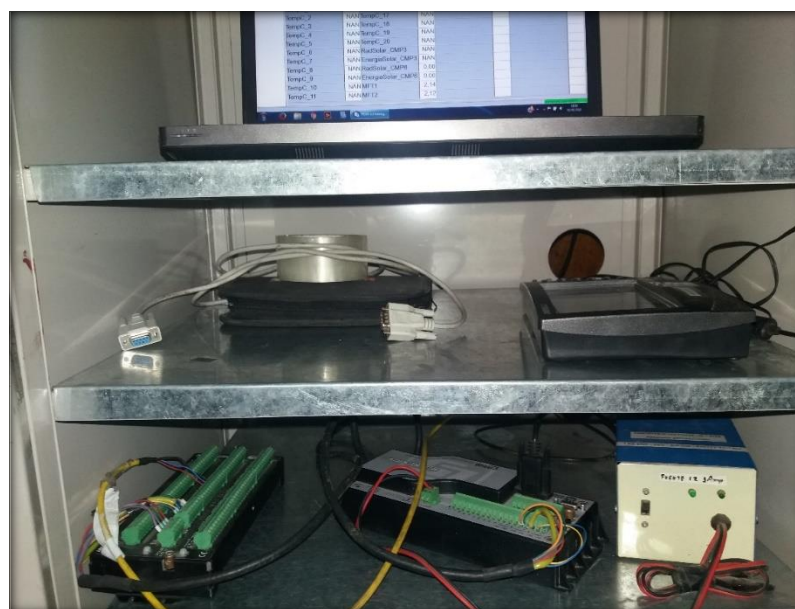


Figura 2B. SAD conectado a laptop para adquirir datos.

Apéndice C: Dimensionamiento de luminarias

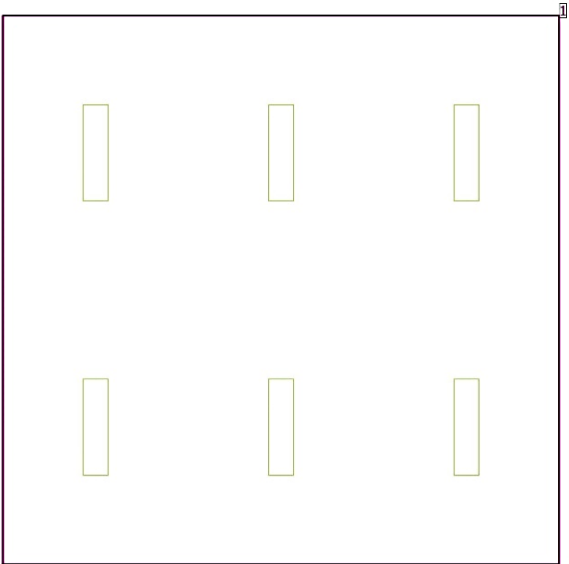
Proyecto 03

26/10/2016

Terreno 1 / Edificación 1 / Planta (nivel) 1 / Local 1 / Sinopsis de locales

DIALux


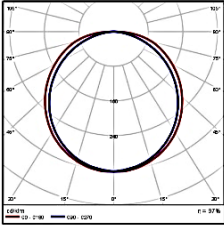
Local 1



Altura del local: 2.800 m, Grado de reflexión: Techo 10.0%, Paredes 0.0%, Suelo 0.0%, Factor de degradación: 0.80

Plano útil

Superficie	Resultado	Media (nominal)	Mín	Max	Mín./medio	Mín./máx.
1 Plano útil 1	Intensidad lumínica perpendicular [lx] Altura del plano útil: 1.000 m, Zona marginal: 0.000 m	357 (300)	110	575	0.31	0.19

Nº	Número de unidades		
1	6	Endo Lighting Corp. ERK9637W_RAD595N Base Light(SOLID TUBE Lite) Grado de eficacia de funcionamiento: 96.72% Flujo luminoso de lámparas: 5917 lm Flujo luminoso de las luminarias: 5723 lm Potencia: 39.8 W Rendimiento lumínico: 143.8 lm/W Temperatura de color: 5000 K Índice de reproducción de color: 86	 

Flujo luminoso total de lámparas: 35502 lm, Flujo luminoso total de luminarias: 34338 lm, Potencia total: 238.8 W, Rendimiento lumínico: 143.8 lm/W

Potencia específica de conexión: 4.42 W/m² = 1.24 W/m²/100 lx (Base 54.02 m²)

Consumo: 450 kWh/a de un máximo de 1900 kWh/a

Apéndice D: Procedimiento para realizar las pruebas de comportamiento del sistema fotovoltaico autónomo en el Instituto del Sur

Este procedimiento tiene base en el “Informe de diagnóstico y análisis de procedimientos de ensayo del suministro de energía del sistema de paneles FV” presentado al IEM en diciembre del 2015.

A continuación se detallan las actividades a realizar:

- Verificar que los fluorescentes y focos tanto del laboratorio de energía como de biocombustibles se encuentran en modo apagado. Además, verificar que los interruptores alimentados con energía FV se encuentren sin equipos/dispositivos conectados en este.



Figura 1C. Dispositivos de iluminación de laboratorios

- Dirigirse hacia el módulo FV, abrir la puerta del sistema de interconexión y de la caja de conexiones (Figura 2C). Verificar también que la llave de suministro de energía eléctrica de paneles se encuentre desconectada.



Figura 2C: Ubicación del sistema de interconexión



Figura 3C: Caja de conexiones



Figura 4C: Sistema de interconexión

- Dirigirse al tablero general y desconectar la llave de iluminación (debidamente rotulada). Cerrar la cubierta del tablero.



Figura 5C: Ubicación de llave de iluminación en el tablero general

- Dirigirse al tablero del sistema FV, ubicado al costado del tablero general y retirar los elementos de bloqueo de llaves. A continuación, procédase a conectar la llave general y seguidamente conectar la llave de iluminación y tomacorrientes. Posteriormente, cerrar la puerta del tablero.



Figura 6C: Ubicación de llave general, iluminación y tomacorrientes en el tablero de sistema fotovoltaico

- Encender las luminarias tanto del laboratorio de energía como del laboratorio de biocombustibles. Utilizar los tomacorrientes del sistema FV.



Figura 7C: Luminarias encendidas del laboratorio de energía

Procedimiento para la realización de mediciones

Para realizar las mediciones de voltaje, amperaje y frecuencia de onda, se deberá seguir los siguientes pasos:

Solicitar la pinza amperimétrica Fluke a los encargados del Laboratorio.



Figura 8C: Pinza amperimétrica Fluke

- Revisar la guía de uso rápido del instrumento de medición (pinza amperimétrica Fluke);
- Dirigirse al tablero del sistema FV;
- Medir el voltaje en la llave general y anotar las mediciones;
- Utilizar la pinza para medir el amperaje y frecuencia. Anotar las mediciones;
- Dirigirse a la caja de conexiones, ubicar la llave de protección de corriente continua y proceder a medir los voltajes tanto de paneles como de baterías. Tener en cuenta que en este punto y los siguientes se trabajan con corriente continua. En caso de paneles, los puntos para realizar la medición serán la barra negativa de corriente continua junto con la entrada positiva de paneles solares. Por otro lado, la medición para voltaje en baterías se realizará en la barra negativa de corriente continua junto con la entrada positiva de batería, como se muestra en la Figura 9C y 10C respectivamente.

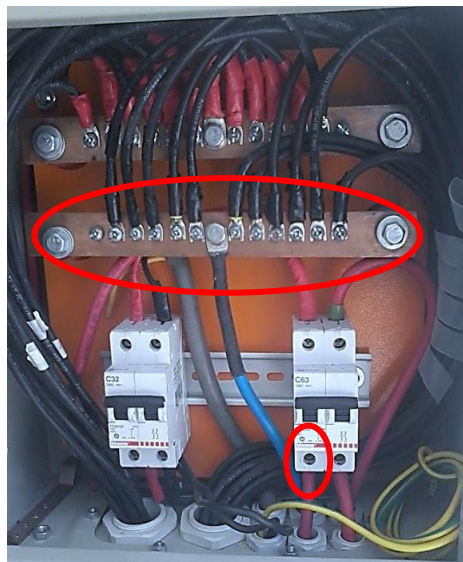


Figura 9C: Puntos de medición de voltaje de paneles fotovoltaicos



Figura 10C: Puntos de medición de voltaje de baterías

- Utilizar la pinza para medir el amperaje de los paneles fotovoltaicos en el polo negativo, así como de las baterías en el cable de conexión a baterías, como se observa en la Figura 11C y 12C respectivamente.

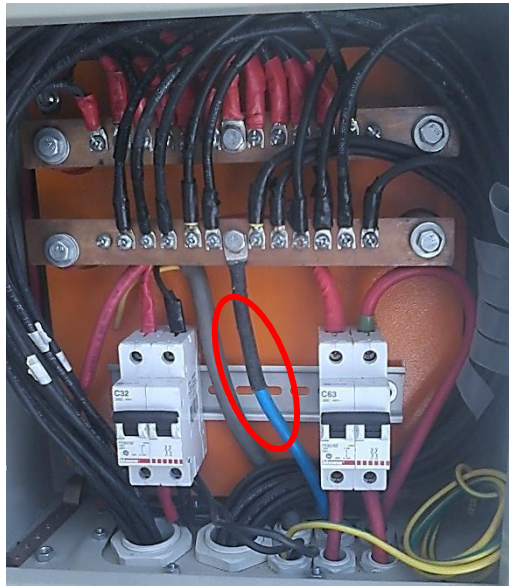


Figura 11C: Punto de medición de amperaje de paneles

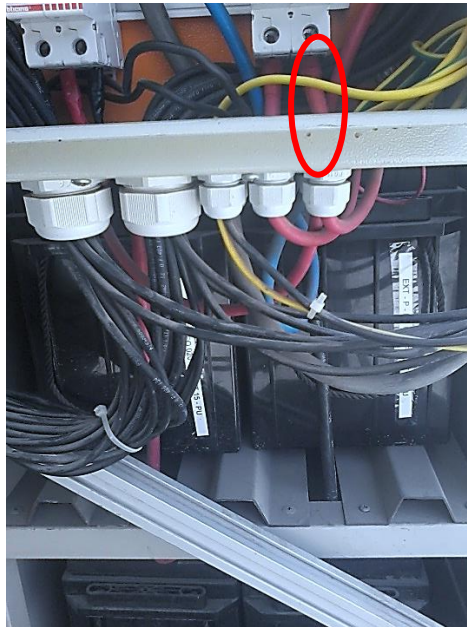


Figura 12C: Punto de medición de amperaje de baterías

- Dirigirse al sistema de interconexión y proceder a medir el voltaje de carga de las baterías; los puntos de medición son el polo positivo y negativo de la misma.

Para terminar:

- Verificar que los fluorescentes y focos tanto del laboratorio de energía como de biocombustibles se encuentran en modo apagado. Además, verificar que los tomacorrientes se encuentren desconectados de dispositivos/equipos;
- Dirigirse hacia el tablero del sistema FV. Desconectar primero la llave de iluminación y tomacorrientes; posteriormente, desconectar la llave general;
- Dirigirse al tablero general. Conectar la llave de iluminación;
- Dirigirse al módulo FV. Apagar el inversor y desconectar la llave de protección de corriente alterna;
- Cerrar la puerta del inversor y del sistema de interconexión.